

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA**

**EFFECTO DE LA GLAUCONTA EN LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL
RESERVORIO ARENISCA“T” SUPERIOR DEL BLOQUE TARAPOA**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de Ingeniero Geólogo Grado
Académico de Tercer Nivel

GUSTAVO ENRIQUE ATAHUALPA MORETA

TUTOR: ING. BENIGNO TRUJILLO

QUITO, FEBRERO ,2013

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, GUSTAVO ENRIQUE ATAHUALPA MORETA, en calidad d autor de la tesis realizada sobre: "EFECTO DE LA GLAUCONITA EN LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO ARENISCA "T" SUPERIOR DEL BLOQUE TARAPOA", por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contiene esta obra con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 30 de Enero de 2013



FIRMA

C.C. 1718292343

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor de Trabajo de Grado, presentado por el señor GUSTAVO ENRIQUE ATAHUALPA MORETA para optar el Título o Grado de INGENIERO GEÓLOGO cuyo título es: “Efecto de la glauconita en las propiedades petrofísicas en el reservorio Arenisca Napo T Superior del bloque Tarapoa”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito, a los 14 días del mes de Enero del 2013.



FIRMA

ING. BENIGNO TRUJILLO

INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Guillermo Alvarado, Ing. Pedro Espín, DECLARAN: Que la presente tesis denominada: “Efecto de la glauconita en las propiedades petrofísicas del reservorio Arenisca “T” Superior del bloque Tarapoa”, ha sido elaborada íntegramente por el señor Gustavo Enrique Atahualpa Moreta, egresado de la carrera de Geología, ha sido revisada y verificada, dando fe de originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 31 días del mes de Enero del 2013.



Ing. Guillermo Alvarado
ASESOR DE TESIS



Ing. Pedro Espín
ASESOR DE TESIS

DEDICATORIA

*A Dios, por su infinito amor hacia mí, por darme la vida, la salud y la fuerza
para luchar cada día, por jamás dejarme solo.*

*A mis padres, José y Rosita, sin su apoyo, sacrificio y amor jamás hubiese
podido alcanzar mis metas.*

*A mi familia, por acompañarme cada día y siempre animarme a seguir
luchando.*

*A cada uno de mis amigos, con los que compartí la bella etapa de la vida
universitaria.*

AGRADECIMIENTO

A todas aquellas personas que influyeron en mi formación personal y profesional durante cada día de mi vida estudiantil.

A la empresa Andes Petroleum y a todos sus profesionales, en especial a Washington, quienes confiaron en mí y me brindaron una oportunidad para desarrollar mi trabajo final de grado y así poder alcanzar el objetivo de convertirme en un profesional.

ÍNDICE GENERAL

	pág.
INDICE DE CUADROS	XII
INDICE DE FIGURAS	XIII
SIGLAS Y ABREVIATURAS	XVI
RESUMEN	XVII
INTRODUCCION	19
CAPÍTULO I	20
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA	20
1.2 ENUNCIADO DEL TEMA	20
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.4 JUSTIFICACIÓN	21
1.5 OBJETIVOS	22
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	22
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.6 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD	23
CAPÍTULO II	24
MARCO TEÓRICO	24
2.1 GENERALIDADES	24
2.1.1 GEOGRAFÍA Y FISIOGRAFÍA DEL BLOQUE TARAPOA	24
2.1.1.1 GEOGRAFÍA	24
a) UBICACIÓN DEL BLOQUE TARAPOA	24
b) IDENTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DE POZOS Y CAMPOS DEL BLOQUE TARAPOA	25
2.1.1.2 FISIOGRAFÍA	26
a) TOPOGRAFÍA E HIDROGRAFÍA	26
b) CLIMA	26
c) FLORA Y FAUNA	27
2.2 GEOLOGÍA	28
2.2.1 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE	28

2.2.1.1	TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	29
2.2.1.1.1	DOMINIO OCCIDENTAL: SISTEMA SUBANDINO	30
a)	LEVANTAMIENTO NAPO.....	30
b)	DEPRESIÓN PASTAZA.....	30
c)	LEVANTAMIENTO CUTUCÚ.....	30
2.2.1.1.2	DOMINIO CENTRAL: CORREDOR SACHA- SHUSHUFINDI	31
2.2.1.1.3	DOMINIO ORIENTAL: SISTEMA INVERTIDO CAPIRÓN TIPUTINI	31
2.2.1.2	LITOESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE	32
2.2.1.2.1	PRECÁMBRICO	32
2.2.1.2.2	FORMACIÓN PUMBUIZA	33
2.2.1.2.3	FORMACIÓN MACUMA	33
2.2.1.2.4	FORMACIÓN SANTIAGO.....	33
2.2.1.2.5	FORMACIÓN CHAPIZA.....	34
2.2.1.2.6	FORMACIÓN MISAHUALLI	34
2.2.1.2.7	FORMACIÓN HOLLÍN	35
2.2.1.2.8	FORMACIÓN NAPO	35
a)	NAPO BASAL.....	35
b)	NAPO INFERIOR	37
c)	NAPO MEDIO	38
d)	NAPO SUPERIOR.....	39
2.2.1.2.9	FORMACIÓN TENA	41
2.2.1.2.10	FORMACIÓN TIYUYACU.....	41
2.2.1.2.11	FORMACIÓN ORTEGUAZA	41
2.2.1.2.12	FORMACIÓN CHALCANA	42
2.2.1.2.13	FORMACIÓN ARAJUNO.....	42
2.2.1.2.14	FORMACIÓN CHAMBIRA.....	42
2.2.1.2.15	FORMACIÓN CURARAY	42
2.2.1.2.16	FORMACIÓN MESA	42
2.2.1.2.17	FORMACIÓN MERA	43
2.2.1.2.18	VOLCÁNICOS CUATERNARIOS	43
2.2.2	GEOLOGIA LOCAL.....	43
2.2.2.1	ESTRATIGRAFÍA.	43
2.2.2.1.1	ARENISCA T	43
2.2.2.1.2	CALIZA B.....	44
2.2.2.1.3	ARENISCA U	44
2.2.2.1.4	ARENISCA M-1	44
2.2.2.1.4	BASAL TENA	44

2.2.2.2	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	45
2.3	BASE TEÓRICA DE REGISTROS DE POZOS.....	46
2.3.1	MUD LOG	46
2.3.2	REGISTRO DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO	47
2.3.3	REGISTRO DE GAMMA RAY	49
2.3.4	REGISTRO DE RESISTIVIDAD	49
2.3.5	REGISTRO DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN (BULK DENSITY)	51
2.3.6	REGISTRO NEUTRÓN	51
2.3.7	REGISTRO SÓNICO	52
2.3.8	REGISTRO LITHO – DENSITY: FACTOR FOTOELÉCTRICO DE LA FORMACIÓN - PEF.....	54
2.3.9	REGISTRO DE GAMMA RAY ESPECTRAL - NGS	55
2.3.10	REGISTRO LITOLÓGICO Y DE SATURACIÓN	56
2.4	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CALCULADAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS.....	58
2.4.1	POROSIDAD.....	58
2.4.1.1	POROSIDAD TOTAL ($\emptyset T$).....	58
2.4.1.1.1	POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO SÓNICO ($\emptyset S$):	59
2.4.1.1.2	POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO NEUTRÓN ($\emptyset N$):	59
2.4.1.1.3	POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD (\emptyset):	59
2.4.1.2	POROSIDAD EFECTIVA ($\emptyset e$)	60
2.4.2	VOLUMEN DE ARCILLA	61
2.4.3	SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	62
2.4.3.1	FACTOR DE FORMACIÓN F (PRIMERA LEY DE ARCHIE)	62
A)	EXPONENTE DE CEMENTACIÓN (m)	63
B)	FACTOR DE TORTUOSIDAD (a).....	63
C)	EXPONENTE DE SATURACIÓN (n).....	63
2.4.3.2	SATURACIÓN DE AGUA PARCIAL (SEGUNDA LEY DE ARCHIE).....	64
2.4.3.3	COMBINACIÓN DE LAS LEYES DE ARCHIE.....	64
2.4.3.4	MODELO SIMANDOUX	65
2.4.3.5	MODELO DUAL WATER	66
2.4.3.6	MODELO WAXMAN - SMITHS	66
2.4.4	PERMEABILIDAD	67
2.5	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y MINERALÓGICAS DE LA GLAUCONITA.....	68
2.5.1	DESCRIPCIÓN ACERCA DE LA FORMACIÓN DE GLAUCONITA.	68
2.5.2	PROPIEDADES MINERALÓGICAS DE LA GLAUCONITA.....	70
2.5.3	CONDUCTIVIDAD (RESISTIVIDAD) DE LAS ARCILLAS.....	71

2.5.4	AGUA IRREDUCIBLE (BOUND WATER).....	72
2.5.5	CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO (CEC)	73
CAPÍTULO III.....		74
DISEÑO METODOLÓGICO.....		74
3.1	TIPO DE ESTUDIO	74
3.2	UNIVERSO Y MUESTRA.....	74
3.3	CRITERIOS DE INCLUSIÓN Y EXCLUSIÓN DE LA MUESTRA	74
3.4	TÉCNICAS	75
3.5	PROCESAMIENTO DE DATOS.....	75
CAPÍTULO IV		76
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS		76
4.1	POTENCIAL CUALITATIVO DEL RESERVORIO ARENISCA “T” SUPERIOR	78
4.1.1	ANÁLISIS DE GAS Y MUESTRAS DE PETRÓLEO MANIFESTADOS EN MUDLOGS.	78
4.1.2	ANÁLISIS DE BARRILES DE PETRÓLEO PRODUCIDOS (BPPD).	83
4.1.3	ANÁLISIS DE LAS RESISTIVIDADES EN LA ZONA DE RESERVORIO...85	
4.2	CARACTERIZACIÓN DE LA GLAUCONITA EN EL RESERVORIO ARENISCA “T” SUPERIOR.	87
4.2.1	CORRELACIÓN DE SECCIONES ESTRUCTURALES.	87
4.2.1.1	IDENTIFICACIÓN DEL TOPE Y LA BASE DE LA ARENISCA “T” SUPERIOR.	87
4.2.1.2	DIVISIÓN DEL RESERVORIO EN ZONAS O CICLOS.....	88
4.2.2	ANÁLISIS PETROGRÁFICOS A PARTIR DE SECCIONES DELGADAS....91	
4.2.2.1	DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA DEL NÚCLEO MARIANN 9	91
4.2.2.2	DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA DEL NÚCLEO SAN JOSÉ 1	92
4.3	AFECCIÓN DE LA GLAUCONITA A LOS DATOS OBTENIDOS DE REGISTROS DE POZOS.....	101
4.3.1	REGISTRO DE GAMMA RAY	102
4.3.2	REGISTRO DE DENSIDAD.....	103
4.3.3	REGISTRO NEUTRÓN	108
4.3.4	COMBINACIÓN DE LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRÓN	109
4.3.5	REGISTRO LITHO – DENSITY	111
4.3.6	PERMEABILIDAD – SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE	113
4.3.7	REGISTRO DE RESISTIVIDAD.	117
4.3.7.1	MÉTODO RETORT.	117

4.3.7.2	PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA AFECCIÓN DE LA GLAUCONITA A LA CONDUCTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.	118
4.3.7.3	DISCUSIÓN SOBRE LA CONDUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DE LA GLAUCONITA:	121
4.3.7.4	DISCUSIÓN SOBRE EL MODELO PETROFÍSICO DE WAXMAN - SMITH	121
4.4	MODELO PETROFÍSICO	122
4.5	APLICACIÓN DE RESULTADOS EN POZOS DEL BLOQUE TARAPOA.....	124
4.5.1	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO SAN JOSÉ 1.	124
4.5.2	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO CHORONGO ESTE 1.	126
4.5.3	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 37.	129
4.5.4	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 4A2	131
4.5.5	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 4A4.....	133
4.5.6	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 24.	135
4.5.7	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MAHOGANY 1.....	137
4.5.8	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO DORINE 6.	138
4.5.9	EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 36.	140
4.6	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL CUANTITATIVO DE LA ARENISCA “T” SUPERIOR.	142
CAPÍTULO V.....		151
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		151
5.1	CONCLUSIONES	151
5.2	RECOMENDACIONES.....	152
CAPÍTULO VI.....		153
BIBLIOGRAFÍA.....		153
CAPÍTULO VII.....		154
ANEXOS		154
ANEXO A-1:MAPA DE PROMEDIO DE GAS EN EL AIRE.		155
ANEXO A-2:MAPA DE MUESTRAS DE PETRÓLEO.		156
ANEXO A-3:CORRELACIÓN DE MUDLOGS.		157
ANEXO A-4: DATOS DE NÚCLEO CORRESPONDIENTES AL POZO SAN JOSÉ 1.		158

INDICE DE CUADROS

CUADRO	pág.
Cuadro 1. Coordenadas en las que se encuentra el bloque Tarapoa	24
Cuadro 2. Distribución de pozos que atraviesan la Arenisca T Superior en el bloque Tarapoa.	26
Cuadro 3. Origen de los datos de la fórmula de Saturación de agua (Sw) de Archie.	65
Cuadro 4. Propiedades de la Glauconita.....	70
Cuadro 5. Capacidad de Intercambio Catiónico para varias arcillas.	73
Cuadro 6. Pozos con producción en la Arenisca T Superior.....	76
Cuadro 7. Pozos tipo utilizados como referencia para la calibración del modelo petrofísico.	77
Cuadro 8. Unidades de gas total en el aire, muestras de petróleo y su producto.	79
Cuadro 9.- Datos del núcleo correspondientes al pozo Mariann 9.....	107
Cuadro 10. Pruebas de producción para el pozo Mariann 37.	114

INDICE DE FIGURAS

FIGURA	pág.
Figura 1. Ubicación de los campos en el bloque Tarapoa	25
Figura 2. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente	28
Figura 3. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales.....	29
Figura 4. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente del Ecuador.....	32
Figura 5. Columna Estratigráfica del Cretácico.	34
Figura 6. Esquema paleogeográfico de los miembros Napo Basal y Napo Inferior.....	35
Figura 7. Esquema paleogeográfico de los miembros Lutita U, Arenisca U Principal, Arenisca U Superior, Caliza A	37
Figura 8. Esquema paleogeográfico de los miembros Arenisca M1, Basal Tena	40
Figura 9. Mapa estructural del bloque Tarapoa.	45
Figura 10. Mud log (Mariann 37) representando algunos parámetros de perforación y de la roca de la formación.....	46
Figura 11. Esquema del funcionamiento del SP.....	48
Figura 12. Simbología utilizada para resistividades y saturaciones.....	50
Figura 13. Curvas básicas de un registro de pozo.....	53
Figura 14. Niveles de energía detectados por el sensor de rayos gamma para los 3 isótopos radioactivos Potasio, Uranio, Torio.	55
Figura 15. Espectro de rayos gamma a partir de la herramienta ECS.	56
Figura 16. Modelo litológico y de saturación generado por la herramienta ECS.	57
Figura 17. Modelo Roca–Fluido para tomar en cuenta en un análisis petrofísico.....	58
Figura 18. Relación de I_{GR} y V_{shl} según varios autores.....	61
Figura 19. Relaciones de Permeabilidad	67
Figura 20. Relación de contenido de cationes de Aluminio (Al) y Hierro (Fe).....	69
Figura 21. Modelo de la capacidad de conductividad de las arcillas	71
Figura 22. Esquema de la distribución de fluidos dentro de una roca.....	72
Figura 23. Mudlog del pozo Chorongo Este 1, mostrando la presencia de gas y muestras de petróleo en el reservorio Arenisca Napo T Superior.	78
Figura 24. Mapa de promedio de gas – Muestra de petróleo para el campo Mariann.....	80
Figura 25. Mapa de promedio de gas – Muestras de petróleo para el bloque Tarapoa.	82
Figura 26. Mapa de Barriles de Petróleo por Día en pozos con pruebas de producción en el bloque Tarapoa.	84
Figura 27. Mapa de promedio de resistividades en el bloque Tarapoa.	86
Figura 28. Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo Mariann 9	87

Figura 29. Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo San José 1 (Fanny 74).	88
Figura 30. Correlación en tiempo de pozos tipo donde se muestra el tope y la base del reservorio Arenisca “T” Superior y los diferentes ciclos identificados.....	89
Figura 31. Cambio de concentración del mineral Glauconita en el núcleo del pozo Mariann 9.....	89
Figura 32. Propiedades de la Glauconita y de otros minerales.	102
Figura 33. Comparación de volúmenes de arcilla para el pozo Chorongó Este 1.....	103
Figura 34. Valor obtenido para la densidad de la glauconita a partir de integrar datos petrográficos y de núcleo.....	105
Figura 35. Cálculo de porosidad efectiva cuando se modifica el valor de la densidad de la matriz (RhoM) para el pozo Mariann 9.....	106
Figura 36. Cross Splot Densidad – Neutrón para el pozo Mariann 9.	109
Figura 37. Cross Splot Densidad – Neutrón para el pozo San José 1.....	110
Figura 38. Cross Splot Densidad – Neutrón para el pozo Mariann 4A2.	111
Figura 39. Cálculo de la ecuación (27), para determinar el valor de la absorción fotoeléctrica de la glauconita.	112
Figura 40. Datos de permeabilidad (K), porosidad (Φ), Densidad y saturación de fluidos del pozo Mariann 9.	115
Figura 41. Curva de permeabilidad (K) obtenida para el pozo Mariann 9.....	115
Figura 42. Datos de permeabilidad (K), porosidad (Φ), Densidad y saturación de fluidos del pozo San José 1.....	116
Figura 43. Curva de permeabilidad (K) obtenida para el pozo San José 1.	116
Figura 44. Curva generada a partir de la ecuación (30), la cual muestra la pérdida en resistividad por efecto de la presencia de glauconita.	119
Figura 45. Resultado final obtenido. Aplicación de la ecuación 30 al modelo petrofísico para el pozo Mariann 9.....	120
Figura 46. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo San José 1.	124
Figura 47. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo San José 1 (VGlauc=0%).	125
Figura 48. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo San José 1 (VGlauc=35%).	125
Figura 49. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Chorongó Este 1.	126
Figura 50. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Chorongó Este 1 reprocesado.	127
Figura 51. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Chorongó este 1 (VGlauc=0%).	127
Figura 52. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Chorongó Este 1 (VGlauc = 25%).	128
Figura 53. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 37.	129
Figura 54. Evaluación para el pozo Mariann 37 (VGlauc=15%).	129
Figura 55. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 37 (VGlauc = 17%).	130
Figura 56. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 4A2.	131

Figura 57. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 4A2 (VGlauc=0%).	131
Figura 58. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 4A2 (VGlauc=30%).	132
Figura 59. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 4A4.	133
Figura 60. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 4A4 (VGlauc=0%).	133
Figura 61. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 4A4 (VGlauc=25%).	134
Figura 62. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 4A4 (VGlauc=0%).	135
Figura 63. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 24 (VGlauc=15%).	135
Figura 64. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 24 (VGlauc=30%).	136
Figura 65. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mahogany 1 (VGlauc=0%).	137
Figura 66. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mahogany 1 (30% VGlauc).	137
Figura 67. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Dorine 06.	138
Figura 68. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Dorine 06 (VGlauc=15%).	139
Figura 69. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Dorine 06 (VGlauc=30%).	139
Figura 70. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 36.	140
Figura 71. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 36 (VGlauc=20%.	141
Figura 72. Promedio de porosidad en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 0%.	143
Figura 73. Promedio de porosidad en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 15%.	144
Figura 74. Promedio de porosidad en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 30%.	145
Figura 75. Espesor neto de pago (ft) en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 0%.	146
Figura 76. Espesor neto de pago (en pies) en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 15%.	147
Figura 77. Espesor neto de pago (en pies) en la zona glauconítica para la arenisca Napo T Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 30%.	148

SIGLAS Y ABREVIATURAS

Φ_e	Porosidad Efectiva.
Φ_t	Porosidad Total.
a	Exponente de Tortuosidad).
BOPD	Barriles de Petróleo Por Día.
BVW	Volumen de Agua Aparente.
BWPD	Barriles de Agua Por Día.
CNL	Compensated Neutron Log.
DT	Velocidad de la onda acústica en la formación.
GR	Gamma Ray.
GRI	Gamma Ray Index.
K	Permeabilidad.
LWR_T_SS	Tope de la Arenisca “T” Inferior.
m	Factor de cementación.
MD	Profundidad Medida.
Mudlog	Registro de control de perforación.
n	Exponente de Saturación.
Pay	Zona de pago.
PEF	Factor Fotoeléctrico de la formación.
PHIN-NPHI	Porosidad a partir del registro Neutrónico.
PHIDSS	Porosidad a partir del registro de densidad con matriz arenisca.
PHIE	Porosidad Efectiva.
PHIT	Porosidad total con matriz variable por efecto de glauconita.
Rw	resistividad del agua de formación.
SwA	Saturación de Agua.
SwIrr	Saturación de Agua Irreducible.
RCM	Factor de compensación de la resistividad por efecto de Glauconita.
RESD	resistividad de la zona virgen.
RESM	Resistividad de la zona de transición.
RESS	Resistividad de la zona invadida.
RHOB	Registro de Densidad.
RTC	Resistividad de la Formación Corregida
TVD	Profundidad Vertical Verdadera.
TVDSS	Profundidad Vertical Verdadera bajo el Nivel del Mar.
UPR_T_SS	Tope Arenisca “T” Superior.
Vshl	Volumen de Arcilla.

RESUMEN

La presencia de minerales arcillosos en areniscas que constituyen rocas reservorios es uno de los principales problemas a la hora de interpretar la porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad de la formación. La arenisca “T” Superior del bloque Tarapoa constituye un reservorio de crudo liviano superior a 29°API, 15 - 20% porosidad y permeabilidades entre 50 y 160mD, además su resistividad varía entre 9.5 y 11 Ω m. En este nivel se ha identificado la presencia, en grandes proporciones, de Glauconita (25-50%), misma que ha generado con sus propiedades físicas, químicas y mecánicas; impactos en los registros de pozos de resistividad, gamma ray, neutrón, litho-density, dependiendo de su volumen. Esto provocó, en un inicio, que los datos petrofísicos resultaran poco alentadores e incluso pesimistas a la hora de la evaluación del reservorio.

Por estas razones se desarrolló un análisis que involucró la descripción petrográfica, sedimentológica, análisis de secciones estructurales, así también como el análisis de los datos obtenidos de los núcleos con los que se cuenta en este nivel. Se aplicó una serie de procedimientos para minimizar la incertidumbre a la hora de analizar los datos petrofísicos generados de registros de pozos. El resultado fue que se cuantificó la afección de la glauconita en los cálculos obtenidos de registros de pozos y se planteó un modelo petrofísico el cual muestra, de una manera más real la presencia de petróleo en este reservorio no convencional.

Descriptor: Glauconita, Arenisca “T” Superior, Porosidad, Saturación de Agua, Permeabilidad, Resistividad de la formación, Petrofísica.

CATEGORÍAS TEMÁTICAS: CP – INGENIERÍA EN GEOLOGÍA; CP – GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO; CS – PETROFÍSICA

ABSTRACT

The presence of clay minerals in sandstone reservoirs is one of the main problems in porosity, water saturation, shale volume and permeability of the formation. Napo upper T sandstone in Tarapoa Block is a reservoir distinguished for 29° API light oil, 15-20% porosity, 50-160mD permeability, 9.5 – 11 Ω m resistivity. In this formation exists a high glauconite volumen (25 – 50%), which has caused, with its physical, chemical and mechanical properties, changes in resistivity, gamma ray, neutron and litho density logs, on depending of its volume. It caused, in the beginning, pessimistic petrophysical data.

An analysis was performed, including petrography, sedimentology, cross section correlation and core data evaluation. Also, procedures were performed in order to minimize glauconite impact in logs interpretation.

After this study, the affection of glauconite in well log data was quantified and a new petrophysical model was developed, which could show a more real hydrocarbon saturation in this unconventional reservoir.

Descriptors: Glauconite, Napo upper T Sandstone, Porosity, water saturation, Permeability, Formation Resistivity, Petrophysical.

INTRODUCCION

El reservorio Arenisca “T” Superior del Bloque Tarapoa, hace pocos años, no era considerado como objetivo de producción de petróleo debido a los resultados obtenidos de las pesimistas evaluaciones petrofísicas. Sin embargo observaciones más detalladas durante la perforación de los diferentes pozos reveló que tenían potencial para la producción de Hidrocarburos, manifestada con presencia de gas y muestras de petróleo en MudLogs. Con estos antecedentes se decidió abrir esta zona, dando como resultado la producción de petróleo de alto grado API y bajo corte de agua. Desde ese entonces se planteó la hipótesis de que la no apreciación de hidrocarburos a partir de la evaluación petrofísica se debía a la presencia mineralógica de Glauconita.

La presente investigación se enfocará a analizar cuanto afecta la presencia de este mineral a las medidas de registro de pozos y procurará encontrar parámetros que permitan una correcta apreciación de Hidrocarburos durante el desarrollo de la petrofísica de los pozos en los campos de este bloque.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cómo afecta la presencia de Glauconita en las propiedades petrofísicas del reservorio Arenisca “T” superior del bloque Tarapoa?

1.2 ENUNCIADO DEL TEMA

Efecto de la glauconita en las propiedades petrofísicas del reservorio Arenisca “T” superior del bloque Tarapoa, Febrero, 2013.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La industria petrolera se ha caracterizado por tener un desarrollo tecnológico y científico vanguardista y que permanentemente aporta al desarrollo científico e industrial.

Uno de los aportes ha sido el estudio de minerales arcillosos, los mismos que de alguna u otra forma están presentes en los reservorios petroleros. Sin embargo no todas las dudas han sido despejadas y aun persiste la incertidumbre sobre la afección que generan en las propiedades petrofísicas.

La glauconita ha sido uno de los minerales poco comprendidos y analizados desde el punto de vista petrofísico y se ha asumido que tiene un impacto de poca importancia similar al resto de minerales arcillosos. En reservorios clásticos aparentemente “convencionales” con gran volumen de

glaucónita los resultados petrofísicos han sido poco alentadores o inclusive pesimistas a la hora de tomar la decisión de explotar un yacimiento petrolero. Por esto motivos diferentes estudios señalan que la glauconita afecta de gran manera la resistividad de la formación (Thomas & Ringen, 2003). Sin embargo, con motivos de exploración petrolera, el resultado ha sido la saturación de dichos reservorios con petróleo y no con agua como inicialmente se calculó en la petrofísica.

Por este motivo, y ante lo expuesto, se ha planteado la siguiente pregunta, ¿cómo las altas concentraciones de glauconita afectan a los parámetros petrofísicos del reservorio petrolero Arenisca "T" superior en el bloque Tarapoa?

1.4 JUSTIFICACIÓN

La perforación de varios pozos petroleros y posteriormente el análisis del potencial hidrocarbúfero mediante el estudio petrofísico convencional derivado de registros eléctricos del pozo Chorongó Este 1 en la zona del reservorio arenisca T superior arrojó datos poco alentadores o incluso pesimistas. La aplicación de la ecuación para la determinación de saturación de agua (Archie, 1942) basada en la resistividad de la formación que para este caso era de 7-15 ohm-m mostró una zona sin presencia de hidrocarburos. No obstante pruebas de producción en esta arenisca arrojó petróleo con un corte de agua inferior al 15%.

El presente trabajo pretende contribuir a la comprensión de cómo afecta la glauconita a los principales registros eléctricos y por ende a las fundamentales características petrofísicas como lo son la porosidad, resistividad, volumen de arcillas y saturación de agua; y así de esta manera lograr predecir con mayor certeza si la explotación de un reservorio generará rentabilidad económica o no.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el efecto de la glauconita en las características petrofísicas del reservorio Arenisca “T” superior del bloque Tarapoa.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y cuantificar el número de pozos que atraviesan al Reservorio arenisca “T” superior dentro del bloque Tarapoa.
- Verificar la existencia de registros de pozos a utilizarse para la evaluación petrofísica.
- Realizar la correlación en tiempo de posibles marcadores de la arenisca “T” superior utilizando la aplicación XSection de Geographix.
- Generar el mapa estructural de la arenisca “T” superior del área que comprende al bloque Tarapoa en la aplicación SeisVision de Geographix.
- Realizar el análisis petrográfico en base a secciones delgadas de núcleos correspondientes al reservorio arenisca “T” superior.
- Ajustar los parámetros de interpretación petrofísicos a los parámetros medidos directamente de núcleos.
- Analizar las variaciones de los nuevos parámetros que rigen en los cálculos petrofísicos ayudado del software PrizM.
- Generar ecuaciones de corrección de las diferentes variables que intervienen en las fórmulas petrofísicas que han sido afectadas por la presencia del mineral Glauconita.
- Generar un modelo petrofísico que permita cuantificar de manera real la presencia de Hidrocarburos.
- Presentar el informe final al equipo de exploración de Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.6 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

El presente tema de investigación es factible, se cuenta con el talento humano del investigador, el proyecto será financiado por la compañía, también se dispone de la bibliografía webgrafía pertinente y el tiempo necesario para la ejecución de 6 meses.

La presente investigación es accesible, la empresa brindará todas las facilidades logísticas, así como también la utilización de la información que dispone y la realización de análisis de laboratorio, ensayos y pruebas que se necesiten para la obtención de los objetivos planteados en el presente trabajo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES

2.1.1 GEOGRAFÍA Y FISIOGRAFÍA DEL BLOQUE TARAPOA

2.1.1.1 GEOGRAFÍA

a) UBICACIÓN DEL BLOQUE TARAPOA

El bloque Tarapoa se encuentra ubicado al norte de la cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos, en las coordenadas descritas a continuación (Cuadro 1).

	COORDENADAS UTM	
PUNTO	ESTE	NORTE
1	331,225.856	9,992,936.882
2	336,772.000	9,992,607.000
3	339,708.920	9,991,846.460
4	341,730.380	9,992,348.270
5	343,854.110	9,991,373.420
6	347,153.250	9,990,813.570
7	347,145.800	9,991,977.080
8	355,172.270	9,991,737.900
9	353,920.000	9,993,970.000
10	351,627.750	9,995,478.900
11	355,548.000	9,995,872.500
12	356,436.000	9,996,084.000
13	357,516.000	9,995,204.220
14	358,339.000	9,995,280.500
15	359,963.000	9,992,632.500
16	360,242.010	9,990,437.130
17	380,225.856	9,990,436.882
18	380,225.856	9,970,436.882
19	331,225.856	9,970,436.882

Cuadro 1. Coordenadas en las que se encuentra el bloque Tarapoa

b) IDENTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DE POZOS Y CAMPOS DEL BLOQUE TARAPOA.

El bloque Tarapoa está compuesto por 354 Pozos distribuidos en 17 Campos (Figura 1).

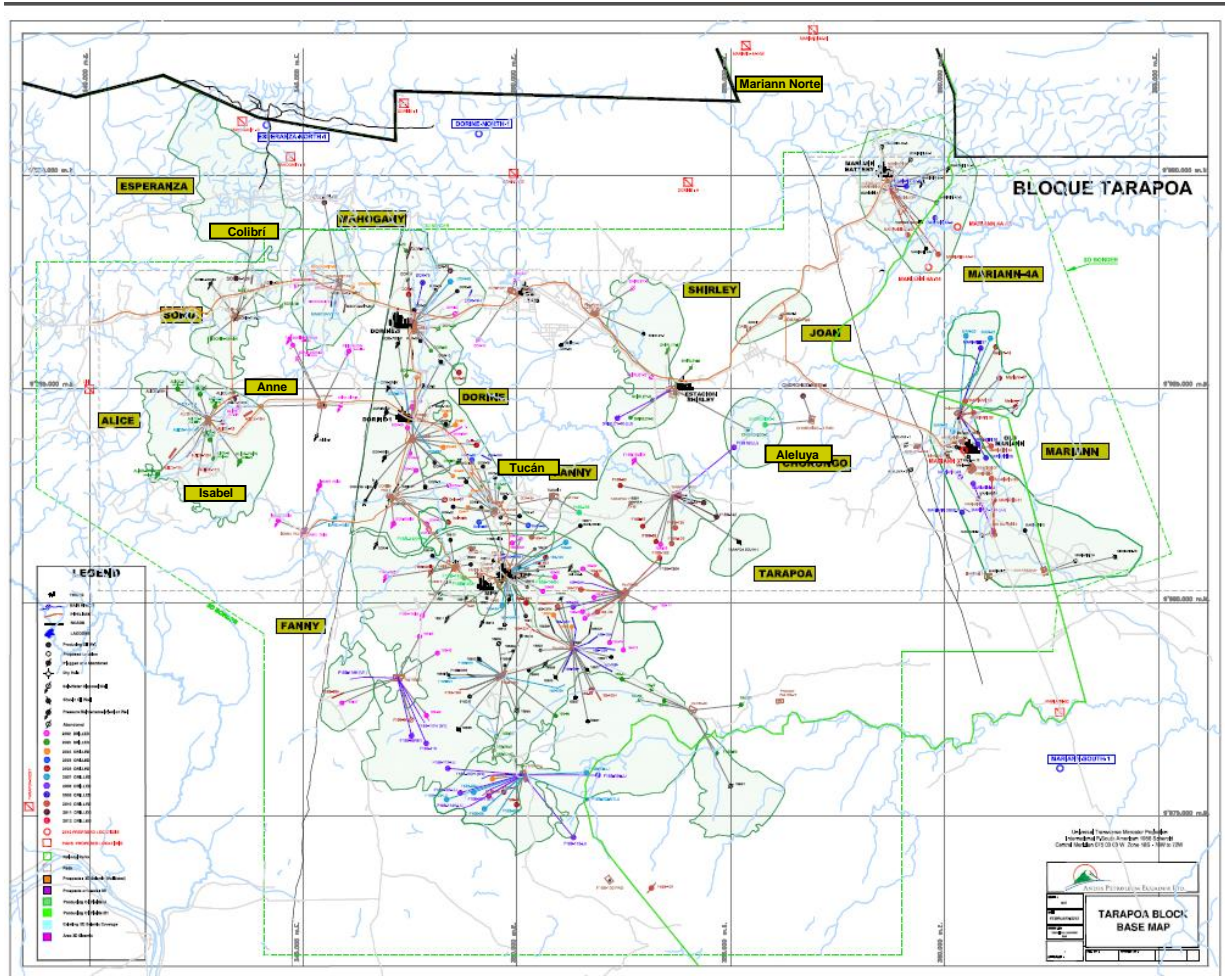


Figura 1. Ubicación de los campos en el bloque Tarapoa

(Fuente: Datos internos de Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

Los pozos que constituyen la presente investigación son 89, caracterizados por atravesar totalmente la formación Arenisca “T” Superior y que se distribuyen casi en la totalidad de los campos, con excepción del campo Colibrí (Cuadro 2).

Campo	Pozos Totales	Pozos que atraviesan la arenisca T Superior
Aleluya	2	1
Alice	20	1
Anne	4	1
Chorongo	4	3
Colibrí	3	0
Dorine	80	6
Esperanza	8	1
Fanny	152	23
Isabel	4	1
Joan	2	2
Mahogany	8	1
Mariann	37	33
Mariann 4A	13	10
Mariann Norte	1	1
Shirley	8	3
Sonia	7	1
Tucan	1	1
TOTAL	354	89

Cuadro 2. Distribución de pozos que atraviesan la Arenisca T Superior en el bloque Tarapoa.
(Fuente: Datos internos de Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

2.1.1.2 FISIOGRAFÍA

a) TOPOGRAFÍA E HIDROGRAFÍA

La topografía en el área del bloque Tarapoa se presenta de manera similar en todo el bloque, la cual es del tipo de llanura Amazónica, sin grandes elevaciones, con pendientes moderadas. Su altura promedio varía entre los 228 y 300 m.s.n.m.

La zona de estudio se encuentra atravesada por ríos y esteros que forman un sistema de drenaje meándrico.

b) CLIMA

La zona de estudio posee un clima de tipo tropical húmedo con una temperatura promedio anual de 26 °C y una pluviosidad de 2800 a 4500 mm/año, siendo Mayo y Junio los meses de mayor precipitación y los meses de Agosto, Septiembre y octubre de menor lluvia.

c) FLORA Y FAUNA

FLORA

En base a estudios en el área (EnCanaEcuador, 2004) sobre flora y fauna se logró establecer distintas especies vegetales presentes, las mismas que están definidas como:

- Bosque maduro sobre colinas.
- Bosque maduro sobre llanura aluvial.
- Pantano de Moretal.
- Bosque secundario.
- Zona de cultivos y pastizales.
- Vegetación de ríos pequeños.

FAUNA

La fauna está compuesta por una gran variedad de animales que se desarrollan en los distintos paisajes que anteriormente se ha mencionado, entre los cuales existen 65 especies de peces, muchas de ellas utilizadas para la alimentación de las poblaciones y de las compañías de la zona.

Además existe la presencia de 115 especies de anfibios y reptiles, 77 especies de mamíferos y 143 especies de aves. Esto es una muestra de la riqueza faunística de la zona. (Informe Interno. EnCanaEcuador, 2004).

2.2 GEOLOGÍA

2.2.1 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente constituye una cuenca de ante-país de los Andes ecuatorianos, geográficamente limitada al norte por la Cuenca del Putumayo (Colombia), al sur por el arco Contaya de la Cuenca Marañón (Perú), al oeste por la cordillera Oriental de los Andes y al este por el escudo Guayanés – Brasileño (Figura 2).

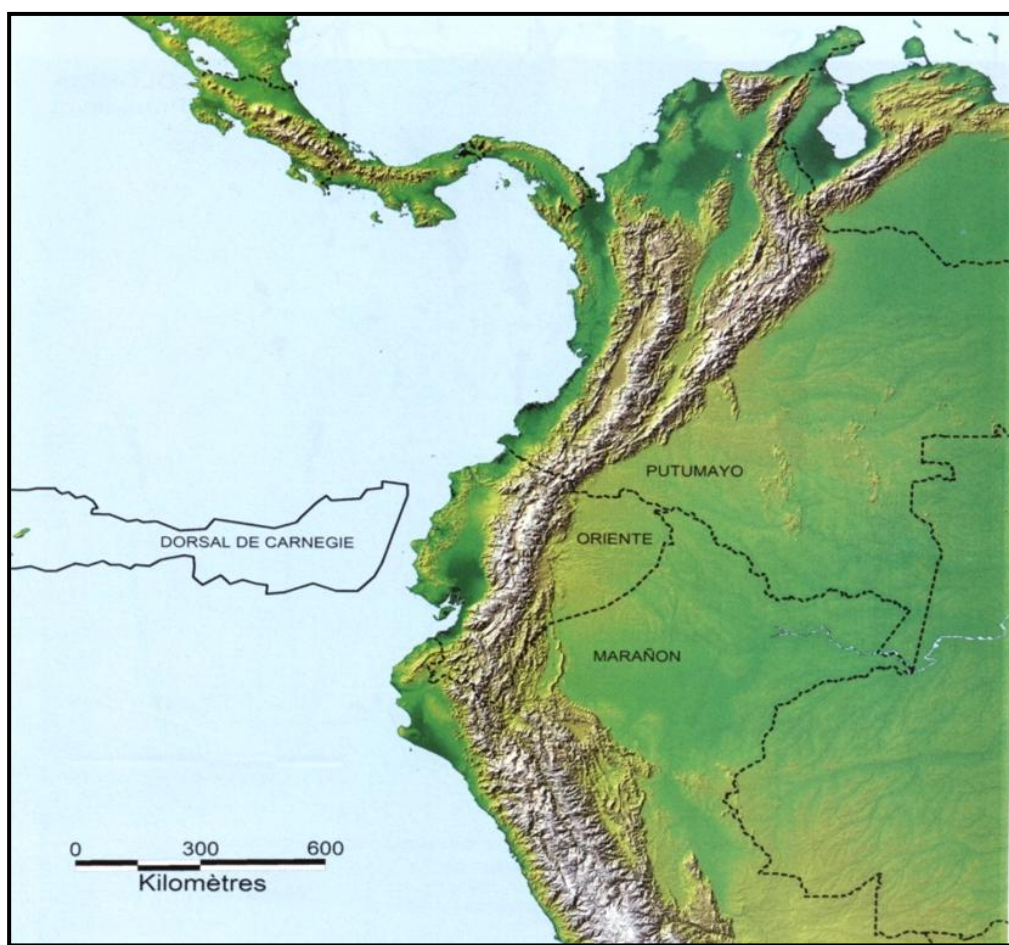


Figura 2. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente (Baby et al., 2004)

La geodinámica de los Andes Centrales y Septentrionales está directamente ligada a la subducción de la placa oceánica de Nazca caracterizada por la presencia de la dorsal asísmica de Carnegie que al momento se encuentra en proceso de subducción por debajo de los Andes ecuatorianos (Baby et al., 2004)

Su morfología se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante-país andinas; con alturas que están entre 1000 - 2000 m.s.n.m. en la zona subandina, e inferiores a 200 m.s.n.m. en la llanura amazónica.

2.2.1.1 TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La cuenca oriente forma parte del cinturón de cuencas sedimentarias sub-andinas orientales de tras-arco, constituyendo una cuenca pericratónica asimétrica que separa el cinturón orogénico andino del Cratón Guayanés.

Esta cuenca se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos probablemente a partir del Turoniano tardío, la deformación y estructuración de las trampas petrolíferas son resultado de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad Triásico y/o Jurásico, este sistema de fallas actualmente tienen una orientación NNE – SSW con fuertes buzamientos y que limitan a tres corredores estructurales-petrolíferos con características propias que son:

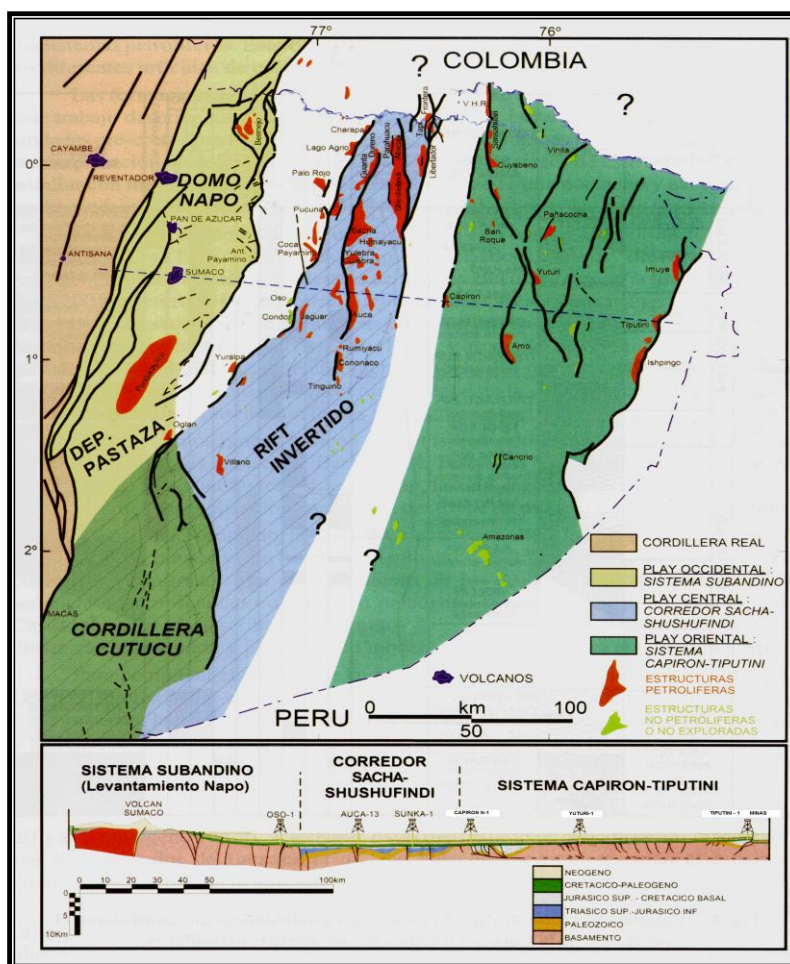


Figura 3. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales
(Tomado de Baby P. et al, 1999)

2.2.1.1.1 DOMINIO OCCIDENTAL: SISTEMA SUBANDINO

La parte aflorante de la Cuenca “Oriente” es el Sistema Subandino, la cual permite observar el estilo de las últimas deformaciones. El levantamiento y deformación de este dominio tectónico tuvo lugar principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario (presencia de lahares cuaternarios levantados).

Presenta de norte a Sur 3 zonas Morfo - Estructurales que son (Figura 3):

a) Levantamiento Napo

Esta zona morfo-estructural corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE – SSO, limitado a sus dos flancos por fallas transpresivas, donde afloran esencialmente las formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias de la Cuenca “Oriente”.

El “Levantamiento Napo” tiende a desaparecer posiblemente bajo los corrimientos de la Cordillera Occidental.

b) Depresión Pastaza

Corresponde a la zona de transición entre el levantamiento Napo y el levantamiento Cutucú, está constituido esencialmente por sedimentos neógenos y cuaternarios. Las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina – Cordillera Oriental.

Su morfología actual corresponde a un mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la Cuenca del Marañón en Perú.

c) Levantamiento Cutucú

Se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras de N – S a NNO – SSE, y la aparición de formaciones Triásicas y Jurásicas (Santiago y Chapiza).

En la parte sur, a lo largo de la carretera Santiago-Méndez, se interpreta el “Levantamiento Cutucú” como una estructura en flor (Baby P. et al, 1998). Estudios de campo realizados por Christophoul F., (1998) y foto-interpretaciones muestran que el frente subandino corresponde, en superficie, a un sistema de corrimientos a vergencia oeste, relacionados con una cuña profunda a vergencia este.

Hacia el norte, este sistema de retro-corrimientos cabalga el borde este de la estructura en flor del “Levantamiento Cutucú”.

2.2.1.1.2 DOMINIO CENTRAL: CORREDOR SACHA- SHUSHUFINDI

Abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente que son: Sacha, Shushufindi y Libertador (Figura 3). Está deformado por mega-fallas de rumbo, orientadas en dirección NNE-SSW, que en profundidad se vuelven sub-verticales y pueden evolucionar hacia la superficie como estructuras en flor.

Se ha demostrado que las mega-fallas en el cretácico limitan semigrabens de edad triásico superior a jurásico, a veces deformado por pliegues de gran amplitud probablemente de tipo “roll over”. Las mega-fallas de rumbo han sido reactivadas e invertidas por una transpresión dextral en el Cretácico Superior así como por la presencia de cuerpos volcánicos en el Terciario y Cuaternario. (Barragán R. et al, 1997).

2.2.1.1.3 DOMINIO ORIENTAL: SISTEMA INVERTIDO CAPIRÓN TIPUTINI

Corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas y probablemente de edad Permo-Triásico que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal (Baby et al 1999).

Las estructuras y campos petrolíferos más importantes se encuentran en el borde oriental como son: Tiputini, Tambococha, Ishpingo, e Imuya, en el borde occidental se encuentran las estructuras Cuyabeno, Sansahuari y Capirón, y en la parte central las estructuras Pañacocha, Yuturi y Amo. (Baby P. et al, 1998). (Figura 3)

2.2.1.2 LITOESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

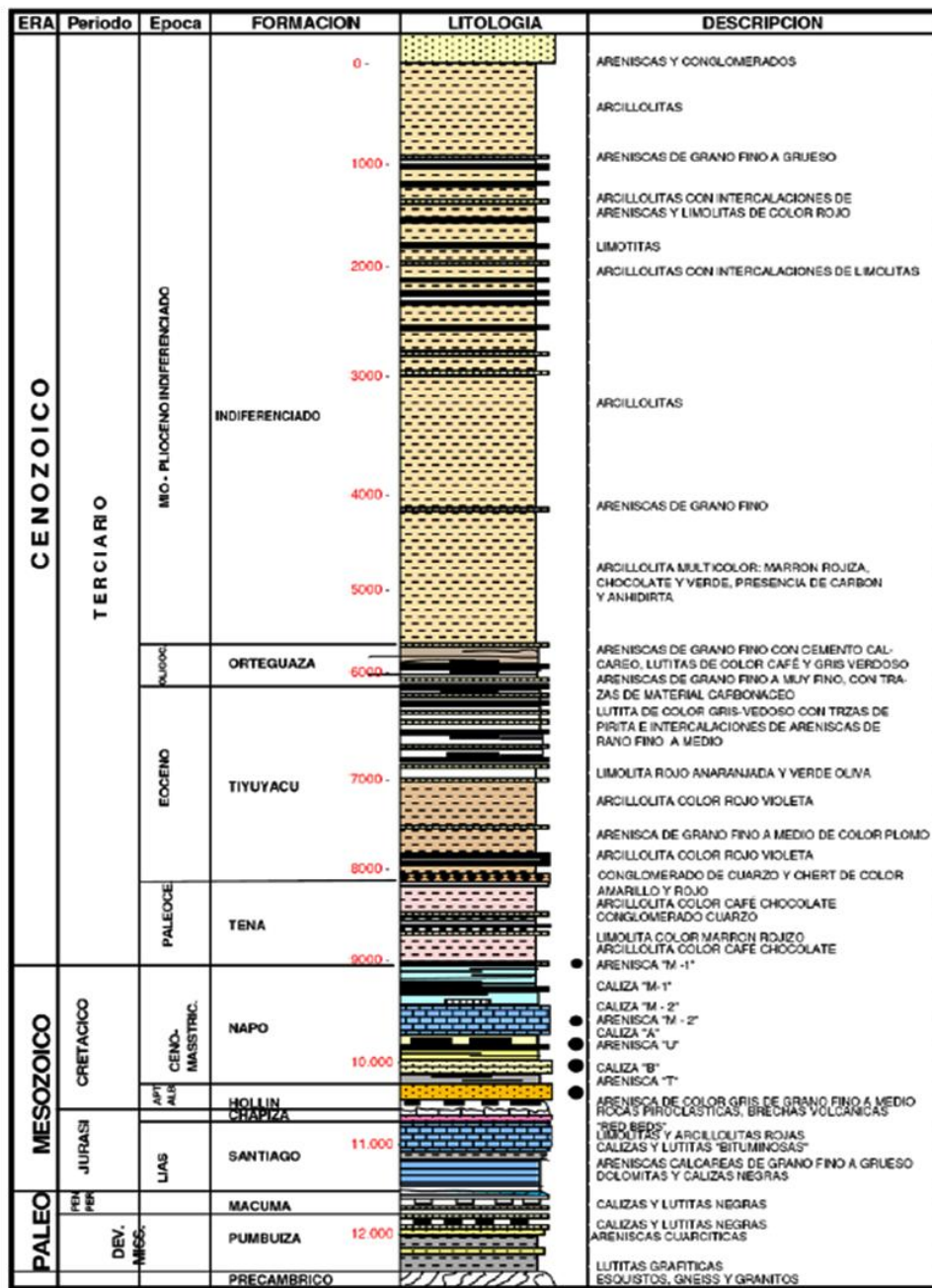


Figura 4. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente del Ecuador (Tomado de Barragán, R)

2.2.1.2.1 PRECÁMBRICO

El basamento de la cuenca ha sido localizado en la parte oriental, en los Pozos Tiputini, Parahuacu, Yuturi y Tapi, donde se ha encontrado rocas cristalinas, entre ellas, esquistos y granitos pertenecientes al escudo Guayanés. La edad radiométrica obtenida de una muestra del Pozo Tapi, reporta una edad de 1600 millones de años (Texeira et al., 1989).

PALEOZOICO

2.2.1.2.2 FORMACIÓN PUMBUIZA

Edad: Silúrico-Devónico. Compuesto por pizarras grises a negras, areniscas cuarcíticas de grano fino y conglomerados de color gris oscuro (Dozy J., 1940). Considerada como una roca madre potencial por sus condiciones de depositación.

Su espesor es desconocido sin embargo, por sísmica se ha logrado estimar en más de 1000 m, su base no ha sido observada en el campo porque se encuentra plegada y fallada, su ambiente de depositación es marino. (Bristow C. y Hoffstetter R., 1977).

2.2.1.2.3 FORMACIÓN MACUMA

Edad: Carbonífero – Pérmico. Está constituida por potentes estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas a veces glauconíticas. La presente formación se divide en dos miembros: Macuma inferior y Macuma superior.

Macuma inferior

Comprende 150 a 200m de de arenas oscuras gris azuladas y capas delgadas de calizas muy fosilíferas, en ciertos lugares pseudo-oolíticas, alternadas con lutitas negras.

Macuma superior

Consiste en una gruesa secuencia de calizas blancas a gris oscuras e intercalaciones de lutitas. La gradación de arenas calcáreas a arenas puras color café son comunes en ambas subdivisiones. El espesor de Macuma Superior no se ha podido observar en una sección continua, pero se puede estimar un máximo de 1250m.

MESOZOICO

TRIÁSICO – JURÁSICO

2.2.1.2.4 FORMACIÓN SANTIAGO

Edad: Triásico Superior- Jurásico Inferior. Está constituida por sedimentos marinos ricos en materia orgánica y volcano-sedimentos hacia la parte superior de la formación. En el norte, está presente solamente en el corredor Sacha-Shushufindi donde se la correlaciona con la “*Formación Sacha*” de ambiente continental (Rivadeneira y Sánchez, 1989), compuesta por limonitas, arcillolitas y esporádicamente dolomitas de variados colores, esta formación es sintectónica.

2.2.1.2.5 FORMACIÓN CHAPIZA

Edad: Jurásico Medio-Cretácico Temprano. Aflora a lo largo del río Chapiza, zona Oriental de la Cordillera del Cutucú, entre los ríos Yaupi y Chapiza. Descansa sobre la formación Santiago al Sur, y está sobreyacida en discordancia por la Formación Hollín, en otros sitios puede descansar sobre el Paleozoico. (Jaillard Etienne 1997).

En dicha cordillera aflora como pizarras y areniscas, grises y rosadas, con finos horizontes de anhidrita, dolomita y yeso (Tschopp, 1953). Tschopp (1953) introduce tres divisiones: Chapiza inferior, medio y superior. Tiene un ambiente de deposición continental por lo cual presenta posibilidades de ser roca reservorio aunque esto todavía no se ha probado en ningún pozo.

2.2.1.2.6 FORMACIÓN MISAHUALI

Edad: Jurásico medio – Jurásico superior. Está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas (1000 a 3000 m de espesor), que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte de Perú hasta el norte de Colombia. Está asociada a la actividad magmática tectónica Jurasica, como lo demuestra los intrusitos de los Batolitos de Abitagua, Azafrán, Rosa Florida. (Aspend y Litherland, 1991; Eguez y Aspend, 1993).

CRETÁCICO

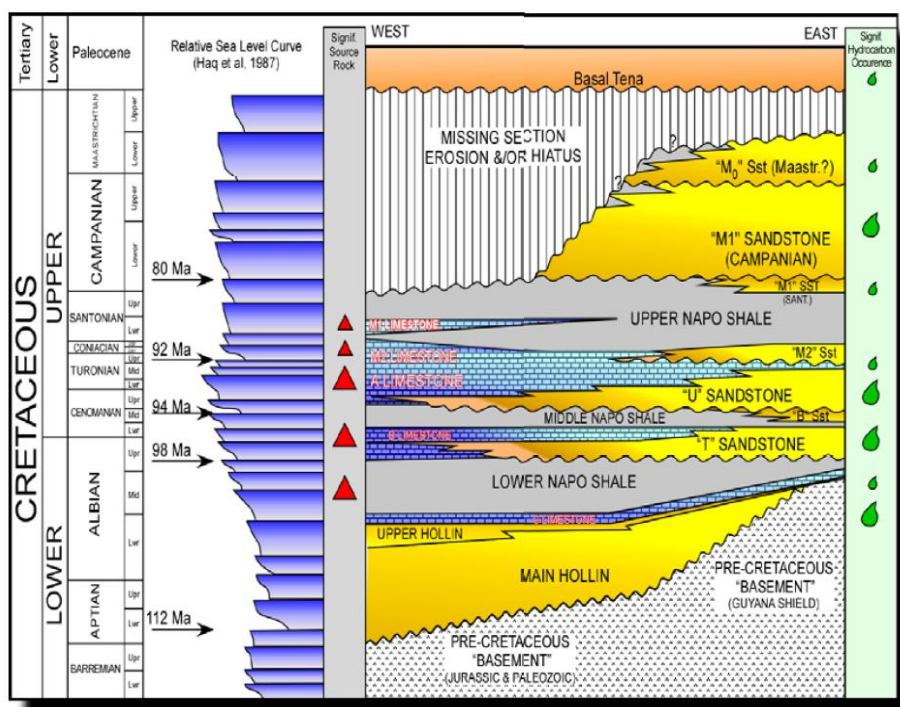


Figura 5.Columna Estratigráfica del Cretácico.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

2.2.1.2.7 FORMACIÓN HOLLÍN

Edad: Aptiano Superior– Albiano Inferior. Su contacto basal está definido por la discordancia de las areniscas transgresivas del Cretácico Inferior sobre el substrato diacrónico a escala de la cuenca. Su tope lo constituye el tope del último paquete de areniscas masivas y es posiblemente diacrónico. El espesor de la formación varía de 0 m 150 m., sin depositarse en los bordes de la cuenca. Las areniscas gruesas de la parte inferior son continentales, mientras que la parte superior de grano más fino, es depositada en un ambiente marino litoral.

2.2.1.2.8 FORMACIÓN NAPO

Edad: Albiano medio – Coniaciano Inferior. Se caracteriza por una secuencia de lutitas intercaladas con areniscas y carbonatos. Es una serie de aproximadamente 500 m de espesor. En la base, se observa una lumaquela de huesos con vértebras de peces. Está sobreyacida por lutitas negras, con fósiles Albianos encontrados encima de las areniscas Hollín. Tschopp (1953) basándose en ciertos estratos calcáreos bien definidos, ha realizado cuatro divisiones dentro de esta formación.

a) Napo Basal

Edad: Albiano inferior-Albiano superior (parte media). Se encuentra constituida de base a tope por: Arenisca Basal u Hollín Superior, Caliza C, Lutitas Napo basal, Caliza T, Arenisca T Principal y Arenisca t Superior.

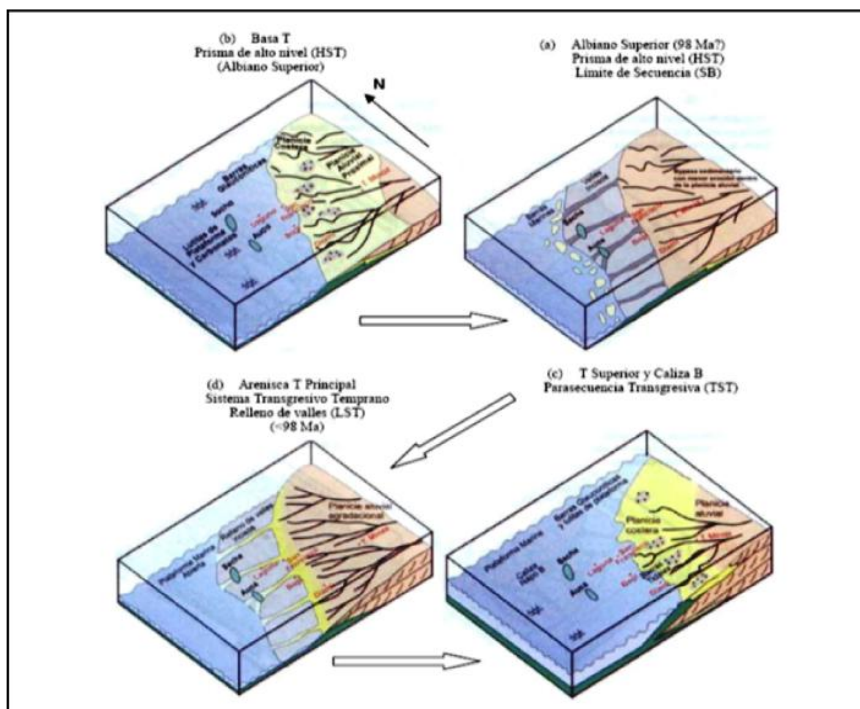


Figura 6. Esquema paleogeográfico de los miembros Napo Basal y Napo Inferior.
(Modificado de White et al, 1995)

Arenisca Basal (Albiano Inferior – Albiano Superior)

Es comúnmente conocida como Hollín Superior, pero por sus características marinas se la incorpora a la Formación Napo de acuerdo con Tschopp H. (1953), Bristow C. y Hoffstetter R. (1977) y Jaillard E. (1997).

Comprende una alternancia de areniscas con estratificación cruzada, planar, y ripples. En la parte superior se encuentran areniscas cuarzosas glauconíticas, calizas, margas y lutitas. Comprende un ambiente de depositación de playa y de plataforma marino abierta (White H. et al, 1995).

Caliza C (Albiano Medio Temprano)

Consiste en calizas masivas y lutitas negras, con presencia de glauconita y fosfatos. La caliza es fosilífera intraclástica. (Vera R., 1999 en Gaibor, 2001). Su ambiente de depósito es marino somero. (Jaillard E., 1997). Desaparecen hacia el Este o Noreste.

Lutitas Napo basal (Albiano medio tardío)

Litológicamente compuesta por lutitas laminadas, negras y ricas en ammonites e inoceramus en la base. (Jaillard E., 1997). Su parte superior es una transgresión mayor que constituye una buena línea de tiempo de edad base del Albiano superior. Su ambiente de depositación es de plataforma marina abierta.

Caliza T (Albiano superior temprano)

Está constituida por margas y calizas masivas con pocos microfósiles, conocidas en el Oeste y Sur de la cuenca. Se enriquece de cuarzo detrítico y glauconita hacia el tope. Hacia el Este, es probable que pasen lateralmente a formar parte de las Areniscas T.

Arenisca T (Albiano superior)

Las Areniscas Tson conocidas en toda la cuenca. Su base transgresiva parece ser una buena línea de tiempo. La arenisca T se subdivide en dos niveles: T Inferior o principal y T Superior.

Arenisca T Inferior Principal (Albiano superior).

Compuesta por arenisca de grano grueso a conglomeráticas. Hacia el oeste, pasa a grano medio a fino. Su ambiente de depósito comprende canales fluviales, canales de marea, deltas y bancos de marea. (White H. y Barragán R., 1997).

Arenisca T Superior (Albiano superior).

Está compuesta por bancos de areniscas glauconíticas generalmente calcáreas intercaladas con lutitas (White H. et al, 1997).

En general este paquete se desarrolla en condiciones transgresivas formando ambientes de deposición como: plataforma marina somera, estuario, canales de marea y bancos marinos glauconíticos. (Jaillard E., 1997). (Ver Figura 6)

b) Napo inferior

Edad: Albiano Superior y Cenomaniano Superior. En el grupo Napo, la formación Napo Basal esta sobreyacida por la formación Napo inferior que de base a tope está constituida por los siguientes niveles: Caliza B, Lutita U, Arenisca U Principal, Arenisca U Superior, Caliza U.

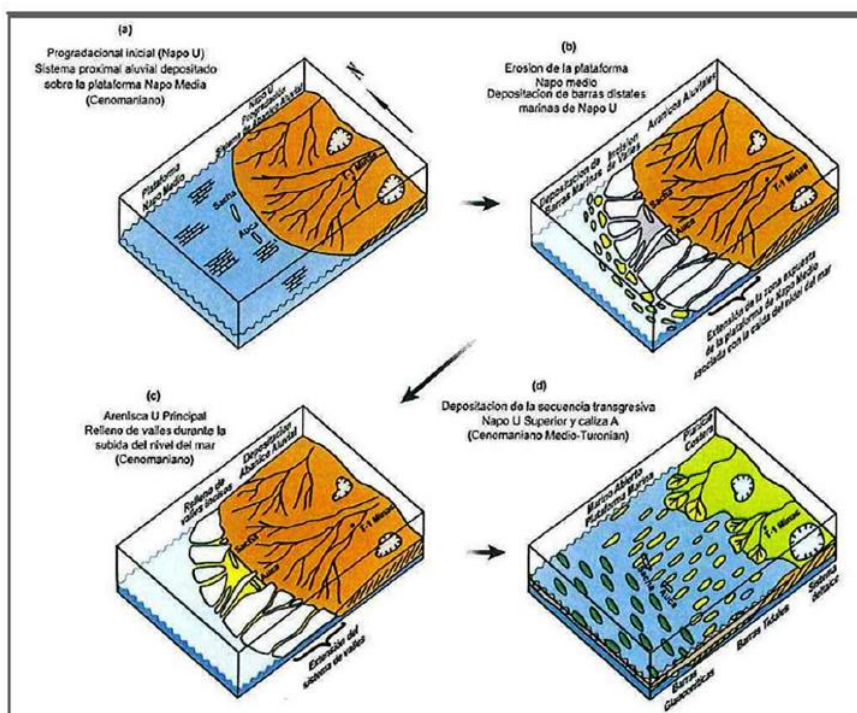


Figura 7. Esquema paleogeográfico de los miembros Lutita U, Arenisca U Principal, Arenisca U Superior, Caliza A (Modificado de White et al, 1995)

Caliza B (Albiano superior tardío)

Consiste en un nivel de lutitas y limolitas negras no bioturbadas, caliza margosa negra laminada rica en pirita, las microfacies de la parte basal comprende Mudstones y Wackstones ricos en

materia orgánica con abundantes foraminíferos planctónicos. Su ambiente de depósito es marino anóxico de baja energía. (Jaillard, 1997).

Lutita U(Cenomaniano medio)

Está compuesta por lutitas negras ligeramente calcáreas. Su parte inferior contiene una rica microfauna mientras que en la parte superior se revela generalmente estéril en organismos carbonatados. Su ambiente de depósito es marino anóxico de baja energía (Jaillard E., 1997)

Arenisca U Principal o Inferior (Cenomaniano medio a superior)

Formada por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano grueso a medio y fino en dirección oeste. Se deposita en canales de marea hacia el oeste, relleno de valles incisos hacia el centro y ambiente deltáico y fluvial hacia el este de la cuenca (White H. et al, 1995).

Arenisca U Superior(Cenomaniano medio a superior)

Compuesta por areniscas glauconíticas de grano fino, bioturbadas con cemento calcáreo intercaladas con lutitas y calizas. Tiene un ambiente de deposición de plataforma marina, estuario y planicie costera. (White H. et al, 1995). (Ver Figura 7)

c) Napo medio

Edad: Cenomaniano Superior-Turoniano. Presenta un espesor más o menos constante en la zona sub-andina (78 a 91 m). Está constituido por calizas masivas o en capas gruesas de color gris con fósiles acumulados con algunas intercalaciones de margas. Está dividido a su vez por la Caliza A Inferior, Caliza A Superior, Caliza M-2 y Arenisca M-2.

Caliza A Inferior (Turoniano inferior – Turoniano medio)

Consiste de calizas micríticas masivas y laminadas, con abundantes cherts negros y fósiles. Presenta silicificación y abundante pirita. Su ambiente de depósito es sub-mareal de baja energía. (Jaillard E., 1997).

Caliza “A” Superior (Turoniano Medio)

Compuesta por calizas masivas y margas a la base, se distingue de la anterior por la abundancia de bioturbaciones y fósiles. Está parcialmente dolomitizada. Al tope se encuentran niveles arenosos y glauconíticos. Tiene un depósito de mar abierto y de baja energía (Jaillard E., 1997).

Arenisca “M-2” (Turoniano superior)

Consiste de una sucesión de arenas muy finas separadas por delgadas intercalaciones de lutitas calcáreas al este de la cuenca (White H. et al, 1995) y pasa hacia el oeste a lutitas y margas arenosas glauconíticas que hacia el tope son reemplazadas por calizas. Su ambiente de depósito es de plataforma carbonatada abierta somera de baja energía (Jaillard E., 1997).

Calizas M-2 (Turoniano superior-Coniaciano inferior)

Está compuesta por calizas fosilíferas, interestratificadas con lutitas (White H. et al, 1995), la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el tope está marcado por una superficie de emersión. Su ambiente de depósito es marino profundo, confinado de baja energía en la base y pasa a un medio más abierto y somero al tope (Jaillard E., 1997).

d) Napo superior

Edad: Coniaciano inferior - Campaniano superior. Está constituido por: Caliza M-1, Lutita M-1, Arenisca M-1 Principal, Arenisca M-1 Superior.

Calizas M-1 (Coniaciano inferior)

Es una sucesión de calizas, lutitas y margas (Jaillard E., 1997).

Muestran un ambiente de plataforma anóxica carbonatada, evidencian profundización a la base y somerización al tope (Vaca. et al.,)

Lutitas M-1 (Coniaciano Superior - Santoniano Inferior)

Conformado por lutitas negras y grises oscuras ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo – arenosos, depositadas en un ambiente de plataforma marino somera sometida a dispersión de arenas (Rivadeneira et al., 1995).

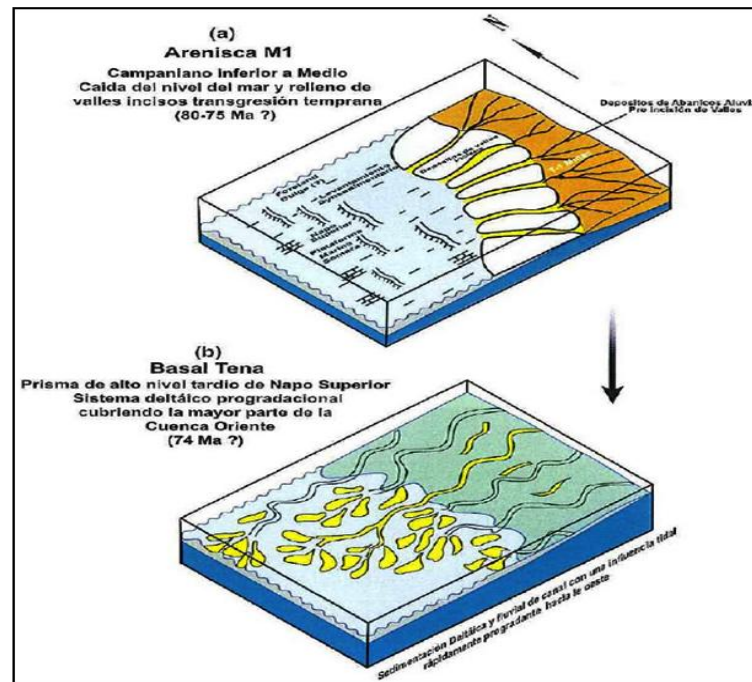


Figura 8. Esquema paleogeográfico de los miembros Arenisca M1, Basal Tena.
(Modificado de White et al, 1995)

Areniscas M-1 (Campaniano Inferior a Medio)

Han sido subdivididas en dos unidades (Raynaud et al., 1993). Ambas tienen un contacto basal erosivo que, como todas las superficies de transgresión, constituyen relativamente buenas líneas de tiempo que siguen hiatos estratigráficos importantes. Los estudios presentan una división de dos miembros a la presente arenisca que son:

Arenisca “M-1” Inferior (Campaniano Inferior a Medio)

Son areniscas masivas, gruesas, frecuentemente microconglomeráticas a la base (Rivadeneira M. et al, 1995). Presentan una depositación fluvial y canales de marea en un ambiente estuarino (Rivadeneira M. et al, 1995).

Arenisca “M-1” Superior (Campaniano Inferior a Medio).

Compuesta por areniscas a veces glauconíticas con intercalaciones de lutitas, luego sobreyacidos por sedimentos pantanosos los cuales formaron capas de carbón. Tiene un ambiente de depósito estuarino (Moslow, 2002). (Figura 8).

CENOZOICO

2.2.1.2.9 FORMACIÓN TENA

Edad: Maastrichtiano-Paleoceno. Alcanza una potencia de más de 1000m en la parte central y disminuye hasta 270m hacia los bordes. Sus capas rojas constituyen la cubierta de la formación Napo en todo el Oriente.

La litología corresponde a arcillas pardo rojizas. Las arcillas son margosas a arenosas y varían desde macizas a laminadas. El contacto Napo-Tena es concordante y se señala por un brusco cambio de facies que corresponde a un hiato erosional (Tschopp, 1953). El conjunto de fauna y flora indica una sedimentación de agua dulce a salobre, con breves ingresos marinos. Jaillard (1995) subdivide a la formación Tena en tres miembros:

Arenisca Basal Tena.- De areniscas fluviales.

Tena Inferior.- Esta formada por limolitas y areniscas rojas.

Tena Superior.- Consiste de una alternancia de limolitas y areniscas grises.

2.2.1.2.10 FORMACIÓN TIYUYACU

Edad: Eoceno inferior – Eoceno medio. Se localiza en la región Subandina oriente. El contacto inferior con la formación Tena, es una discordancia erosiva (Jaillard, 1995). Litológicamente comprende una serie constituida por conglomerado, areniscas, arenas limosas e intercalaciones de lutitas rojas y verdes. Su ambiente de deposición es continental con el material acarreado desde la Cordillera de los Andes.

2.2.1.2.11 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Edad: Eoceno medio - Oligoceno. Está compuesta por una secuencia de lutitas grises verdes, de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. El ambiente de depósito es plataforma marina interna en la zona infratidal (Rivadeneira y Baby P., 1999).

Entre el Miembro Tiyuyacu Superior y la Formación Ortegaaza, existe un fuerte reflector que marca el paso de ambiente continental a marino, reconocible en sísmica (Rivadeneira M. y Baby P., 1999).

NEÓGENO Y CUATERNARIO

El Cuaternario y el Neógeno de la cuenca Oriente están compuestos de depósitos fluviátiles y/o depósitos de abanico de piedemonte en una secuencia globalmente granocreciente (Ver Figura 4).

2.2.1.2.12 FORMACIÓN CHALCANA

Edad: Oligoceno Superior – Mioceno Medio. Contiene capas rojas, formadas por lutitas con yeso (Hess, en Tschopp H., 1948). Su ambiente de depósito es continental - fluvial (Baby P. et al, 1997).

2.2.1.2.13 FORMACIÓN ARAJUNO

Edad: Mioceno Superior. Esta formación es una potente secuencia sedimentaria compuesta de conglomerados, arcillas, tobas y areniscas con lignito. Su ambiente de depositación es continental.

2.2.1.2.14 FORMACIÓN CHAMBIRA

Edad: Mioceno Superior a Plioceno. Es una secuencia de sedimentos clásticos gruesos que en su parte intermedia es tobácea. Posee un espesor aproximado de 1000 m. Su ambiente de depositación es de Abanico aluvial asociados a la erosión de la Cordillera (Baby P. et al, 1997).

2.2.1.2.15 FORMACIÓN CURARAY

Edad: Mioceno Superior a Plioceno. Está compuesta de arcillas grises, azul-verde, rojas y en algunas ocasiones con yeso, alternadas con areniscas de grano fino a medio, además se observan mezclas tobáceas, vetas ligníticas y arcillas negras calcáreas hacia el tope. Su ambiente de depositación es marino marginal a continental.

2.2.1.2.16 FORMACIÓN MESA

Edad: Plioceno-Pleistoceno. Los depósitos forman un apilamiento de terrazas imbricadas fuertemente erosionadas. Estas terrazas están compuestas de depósitos formados por areniscas tobáceas de grano medio a gruesos, productos de la erosión de la Cordillera de los Andes. Su ambiente de depositación es continental (Baby P. et al, 1997).

2.2.1.2.17 FORMACIÓN MERA

Edad: Cuaternario. La Formación Mera, forma un importante abanico de piedemonte estructurado en terrazas. Sus depósitos más recientes están asociados a los productos volcánicos del Sumaco y Reventador. El ambiente de depósito es continental de abanicos aluviales. (Baby P. et al, 1997).

2.2.1.2.18 VOLCÁNICOS CUATERNARIOS

Los depósitos volcánicos se restringen mayormente al levantamiento Napo, que está cubierto por conos simétricos volcánicos, como el reventador, Yanahurco, Pan de Azúcar y Sumaco, alineados de Norte a Sur, considerados activos con erupciones históricas.

2.2.2 GEOLOGIA LOCAL

Los Campos del bloque Tarapoa representan estructuras anticlinales falladas con rumbo NO-SE al este y NE-SO al oeste, de los cuales se aprovecha la producción de hidrocarburos de las Formaciones Napo y Tena con su miembro basal Tena que consiste de una serie de arcillolitas y limonitas intercaladas con areniscas marino marginales a continentales, conocidas como secuencias cíclicas. Específicamente los reservorios de los cuales se produce petróleo son las areniscas Basal Tena, M1, U y T.

2.2.2.1 ESTRATIGRAFÍA.

Se detalla a continuación los principales horizontes de la formación Napo, y como se presentan en este campo.

2.2.2.1.1 ARENISCA T

Se divide en dos miembros: T Superior y T Inferior:

T Inferior.- Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso de forma subangular a subredondeado, por lo general es moderadamente sorteado y en escasas zonas presenta cemento calcáreo. Presenta potencias que van de 74 a 118 pies. La calidad de este reservorio es de buena a excelente.

T Superior.- Arenisca de grano fino a muy fino, ocasionalmente de grano medio, en zonas se presenta friable, forma de grano subangular a subredondeado, su porosidad es afectada por la influencia de glaucomita, también posee una marcada bioturbación. Presenta dominante intercalación de cuerpos de arena de varios pies con lutitas marinas.

2.2.2.1.2 CALIZA B

Compuesta de una calcarenita de color gris claro a gris oscuro, moderadamente consistente a firme, porosidad no visible. Presenta intercalación con lutitas no calcáreas oscuras subfisibles. Esta caliza tiende a engrosar de N a S.

2.2.2.1.3 ARENISCA U

U Inferior.- Areniscas cuarzosas de grano medio a fino, con pequeñas intercalaciones de lutitas y limonitas en pocas secciones siendo esto mas notable en el miembro superior, poco friable, forma de grano de subredondeado a subangular, moderadamente sorteado. La calidad de este reservorio es de buena a excelente en el miembro principal y pobre a mala en el miembro superior.

U Superior.- Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, intercalada con cuerpos lutíticos, poco friable, forma de grano de subredondeado a subangular, moderadamente sorteado. La calidad de este reservorio es de pobre a bueno.

2.2.2.1.4 ARENISCA M-1

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, interestratificada con estratos gruesos de lutita, ocasionalmente grueso, forma de grano subangular a redondeado, moderadamente sorteado y poco friable.

2.2.2.1.4 BASAL TENA

Morfológicamente es similar a la arenisca M-1, su potencia no va más allá de 20 pies y en ciertos sectores del bloque no se registra su presencia.

2.2.2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El bloque Tarapoa se compone de varias estructuras. Las estructuras orientales están dadas por los campos Mariann, Mariann 4A y Mariann Norte los cuales representan anticlinales fallados.

Los campos Alice, Isabel, Sonia, Esperanza, Colibrí, Sonia y Mahogany, se podría decir que representan anticlinales no muy definidos con un control estructural.

Los campos Aleluya, Chorongó, Dorine, Fanny, Joan, Shirley y Tucán no obedecen a estructuras definidas y cabe decir que estos campos fueron definidos en base al reservorio principal en este bloque, representado por la arenisca M-1. Pero sin duda este conjunto de campos parecen ser parte de una gran estructura cuya parte más alta se encuentra hacia el norte del bloque.

La falla Mariann es una falla inversa en la que el bloque oriental es el levantado. Posee un desplazamiento de aproximadamente 130ft al Norte del bloque, mientras que al sur presenta un desplazamiento de 350-360ft.

La falla Fanny - Dorine es una falla del tipo inversa en la cual el bloque hundido es el occidental. Evidencia un desplazamiento de 150ft al Norte y al sur un desplazamiento de 135 ft (Figura 9).

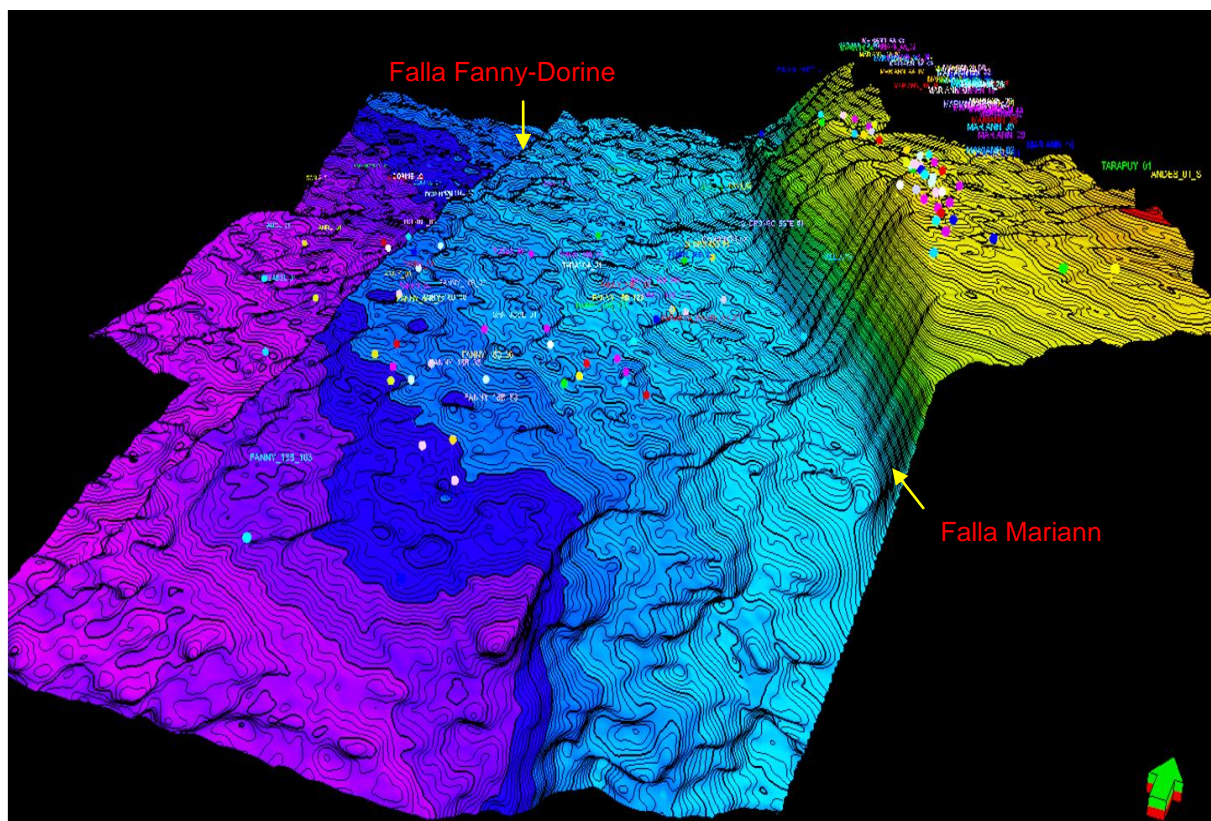


Figura 9. Mapa estructural del bloque Tarapoa.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.– W. Alarcón, software Petrel)

2.3 BASE TEÓRICA DE REGISTROS DE POZOS

2.3.1 MUD LOG

Históricamente es el primer tipo de registro de pozo. También conocido como registro de Hidrocarburo, representa el registro detallado del pozo por medio de la exanimación de los fragmentos de la roca generados por el contacto de la broca de perforación con la formación y que son traídos a la superficie por la circulación del fluido de perforación.

Esto provee la información acerca de la litología y el fluido presente en la formación mientras se perfora. Además, en la exploración de hidrocarburos, detectores de gases en la superficie registran el nivel natural de gas contenido en el lodo de perforación.

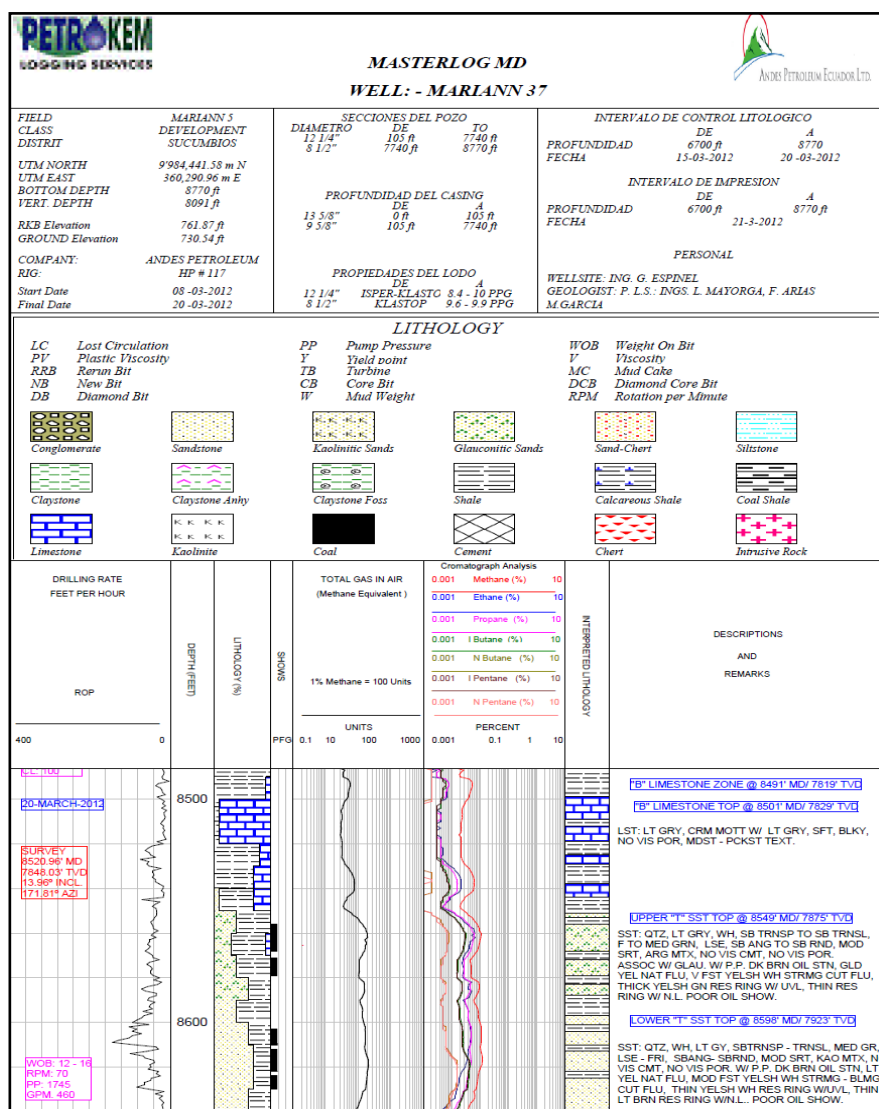


Figura 10. Mud log (Mariann 37) representando algunos parámetros de perforación y de la roca de la formación.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

El Mud logging incluye la observación y exanimación al microscopio de los ripios de perforación, evaluación del gas total y de todos sus constituyentes, parámetros básicos químicos y mecánicos, también incluye la compilación de parámetros de perforación.

Todos los datos mencionados son graficados en un registro de pozo llamado Mud Log, el cual posee 3 pistas; la primera pista contiene la tasa de penetración (ROP) en una escala lineal; la segunda pista contiene el gas total en unidades de metano equivalente en una escala logarítmica; la tercera pista contiene el análisis cromatográfico (%) en una escala logarítmica (Figura 10).

2.3.2 REGISTRO DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO

El registro de Potencial Espontáneo es una medida de la diferencia de potencial natural o auto potencial que existe entre un electrodo en el pozo y un electrodo de referencia en la superficie en ausencia de alguna corriente artificial aplicada. (Figura 13)

Principio:

Existen 3 requerimientos para la existencia de una corriente SP:

- Existencia de un fluido conductor en el pozo (ejm. Lodo base agua).
- Un estrato poroso y permeable entre dos estratos impermeables.
- Diferencia de salinidad entre el fluido de perforación y el fluido de la formación.

El origen del potencial espontáneo tiene cuatro diferentes componentes. El SP está compuesto de contribuciones *electroquímicas* (Surge de las interacciones eléctricas de constituyentes químicos de la roca y del fluido), y *electrocinético* (surge del movimiento de iones cargados eléctricamente en el fluido).

Componentes Electroquímicos:

1.- Potencial de Difusión.- Este potencial existe en la unión entre la zona invadida y la no invadida y es el resultado directo de la diferencia de salinidad entre el filtrado de lodo y el fluido de la formación.

2.- Potencial de Membrana.- Este potencial existe en la unión entre la zona no invadida y la zona no permeable (generalmente lutita)

Componentes Electrocinéticos:

1.- Potencial de la costra del lodo.- Es producido por el movimiento de iones cargados a través de la costra y la zona invadida en una formación permeable.

2.- Potencial de Pared de lutita (Shale wall potential).- Este potencial es el mismo en origen que el potencial de la costra de lodo, pero se aplica al flujo de fluidos desde la pared del pozo a la formación que debe ser una lutita. (Figura 11)

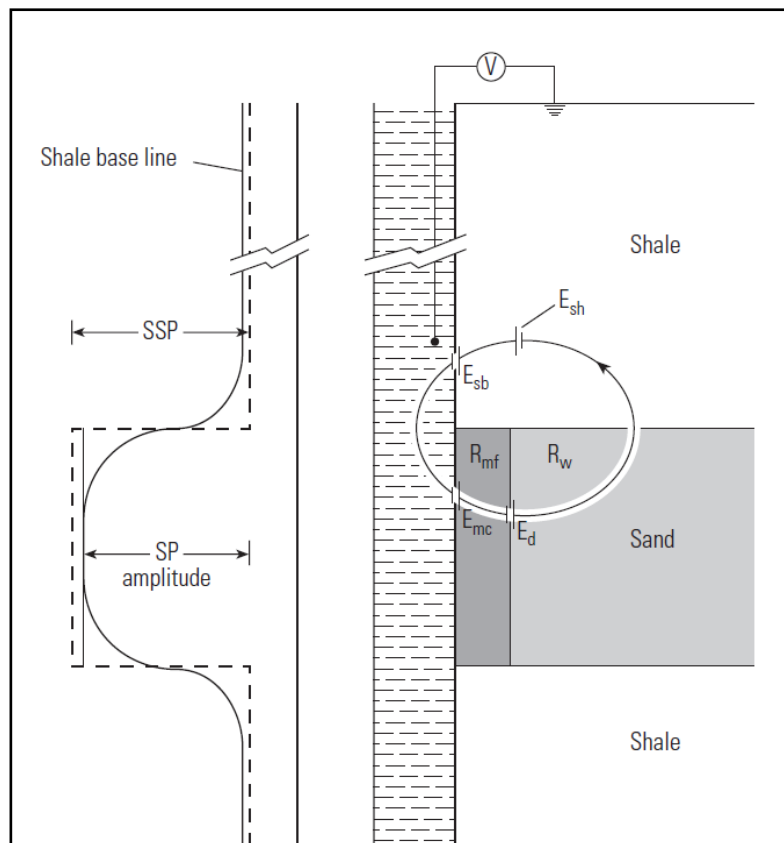


Figura 11. Esquema del funcionamiento del SP.

(Fuente: Dewan JT, 1983)

Usos principales

- Detección de capas permeables.
- Estimación de espesor de capas.
- Determinación de la resistividad del agua de formación R_w .
- Presencia de arcillas dentro de la capa permeable.
- Para realizar correlaciones.

2.3.3 REGISTRO DE GAMMA RAY

El registro de gamma Ray mide la radiación Gamma natural total emanada de la formación. Esta radiación Gamma se origina del potasio-40 y de los Isótopos de Uranio y Torio. La unidad de medida es el API. El perfil de gamma ray generalmente refleja el contenido de Lutita en las formaciones, esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. (Figura 13).

Principio:

Los rayos gamma emitidos por un isótopo en la formación, progresivamente se reducen en energía como resultado de colisiones con otros átomos en la roca (Dispersión Compton). El efecto Compton continúa hasta que la energía del rayo gamma es lo suficientemente baja y es absorbido por la formación.

Usos Principales:

El registro de Rayos gamma es un extremadamente simple y útil registro que es usado en todas las interpretaciones petrofísicas, además su excelente resolución lo hace muy útil. Varios de sus usos son:

- Determinación de litología
- Determinación del contenido de lutita
- Para empatar profundidades
- Reconocimiento de depósitos de minerales radioactivos y no radioactivos.
- Operaciones con isótopos Trazadores
- Análisis de facies y de ambientes depositacionales

2.3.4 REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Este registro fue diseñado para determinar la resistividad de la formación, en la zona lavada, de transición y/o la zona virgen (Figura 12) que a su vez servirán para determinar uno de los parámetros más importantes para los petrofísicos como lo es la *saturation de agua* (S_w). La herramienta envía por medio de electrodos una corriente, la cual genera un potencial, el mismo que es medido en otros electrodos ubicados a una distancia x que dependerá de la profundidad de investigación que se requiera.

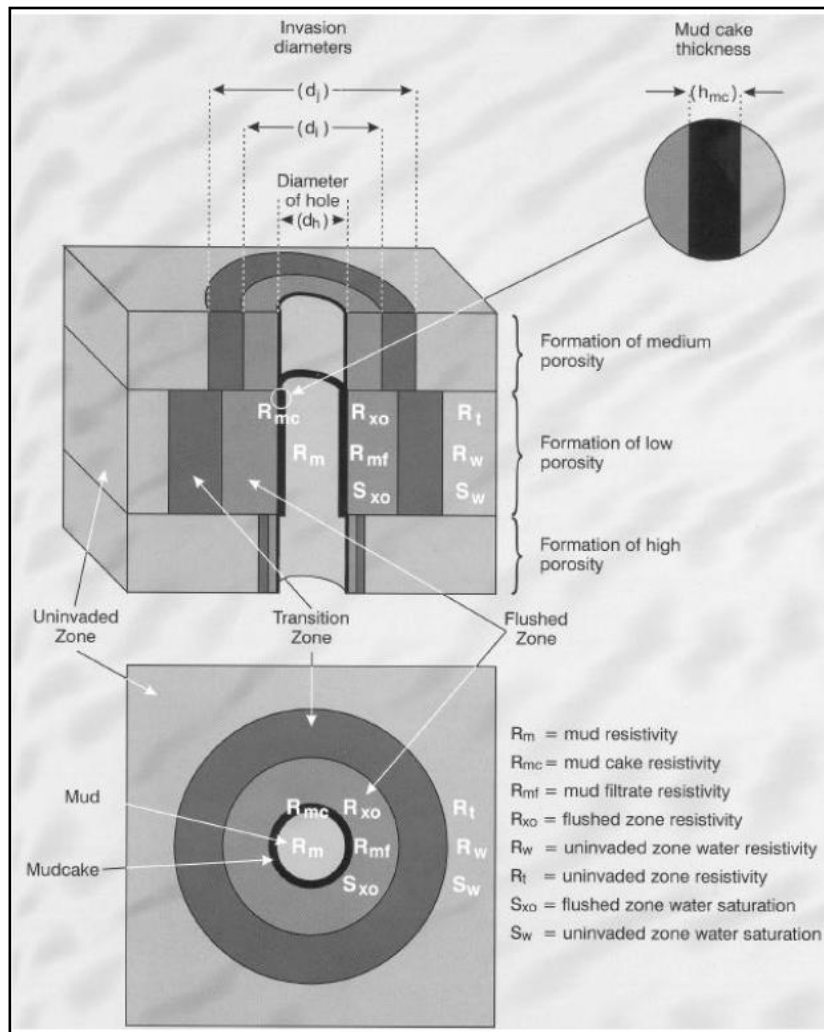


Figura 12. Simbología utilizada para resistividades y saturaciones.

(Tomado de Glover, 2006)

Principio

Se basa en la ley de Ohm, la cual relaciona a la intensidad de corriente (I), con el voltaje (V) y la resistencia de la roca (R) mediante la ecuación $V = IR$. Este principio fue desarrollado por Conrad Schlumberger (1927) con el fin de detectar la presencia de hidrocarburos en una formación porosa y permeable (Figura 13).

Factores que afectan a la medida de resistividad:

- Temperatura y Presión del reservorio.
- Salinidad del agua en la formación.
- Resistividad del fluido de perforación utilizado
- Espesor de la capa y resistividad de la capa adyacente
- Diámetro del pozo
- **Mineralogía de la formación. (Motivo del presente estudio)**

2.3.5 REGISTRO DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN (BULK DENSITY)

El registro de Densidad de la formación mide la densidad aparente de la formación. Su principal uso es para obtener un valor de porosidad total de la formación.

Principio

Rayos Gamma de mediana energía (en el Rango de 0.2 – 2 MeV) son emitidos a la formación desde una fuente radioactiva. Estos rayos gamma ingresan a la formación e inmediatamente sufren el *efecto Compton* debido a la interacción con los electrones en los átomos que componen la formación. La dispersión Compton reduce la energía de los rayos gamma y los dispersa en todas las direcciones. Cuando la energía de los rayos gamma es menos de 0.5 meV, ellos pueden sufrir absorción foto-eléctrica. Finalmente, el flujo de rayos gamma que llega a uno de los dos detectores que posee la herramienta es por tanto atenuado por la formación, y la cantidad de atenuación es dependiente de la densidad de electrones en la formación.

Usos Principales:

- Determinación de porosidad total
- Determinación de litología
- Calculo de impedancia acústica en combinación con el registro sísmico
- Identificación de zonas con gas
- Compactación de la lutita, edad y discontinuidades
- Determinación de sobrepresión
- Reconocimiento de fracturas
- Determinación de carbono orgánico total (TOC) de una roca

2.3.6 REGISTRO NEUTRÓN

El registro Neutrón es sensible principalmente a la cantidad de átomos de hidrógeno en la formación. Su principal uso es la determinación de la densidad de la formación (Figura 13)

Principio

La herramienta bombardea a la formación con neutrones de alta energía. Estos neutrones sufren dispersión en la formación debido al efecto Compton, perdiendo energía y produciendo rayos gamma de alta energía.

La cantidad de energía perdida por colisión, depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón, la mayor pérdida se produce cuando choca con una masa igual, es decir cuando choca con un átomo de Hidrógeno, por lo tanto la desaceleración de los neutrones depende de la cantidad de Hidrógeno en la formación. Al adquirir energías bajas, los neutrones finalmente son absorbidos por diferentes átomos como el Cloro, hidrógeno o Silicio. El núcleo del átomo capturador se excita emitiendo rayos gamma, los cuales son detectados por la herramienta

Usos principales:

- Determinación de la porosidad de la formación
- Litologías Complejas
- Zonas gasíferas
- Volumen de arcilla en las areniscas

El registro neutrón se ve afectado por la presencia de hidrocarburo, cloruros y arcillas.

2.3.7 REGISTRO SÓNICO

El registro sónico o acústico mide el tiempo de tránsito de una onda elástica a través de la formación. Esta información también puede ser usada para derivar la velocidad de ondas elásticas en la formación (Figura 12).

Principio

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro.

El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del pozo, esto establece ondas de compresión de cizallamiento, dentro de la formación ondas de superficie a lo largo de la pared del pozo y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

Las ondas registradas son: ondas compresionales, ondas de cizallamiento, onda de compresión a través de la columna de lodo y ondas Stoneley

Usos principales:

- Provisión de un registro de velocidad sísmica y tiempo de tránsito a través del pozo. Esta información puede ser usada para calibrar los datos sísmicos.
- Provisión de datos sísmicos para generar sismogramas sintéticos.
- Determinación de porosidad.
- Correlación estratigráfica.
- Identificación de litologías.
- Reconocimiento de facies.
- Identificación de fracturas.
- Identificación de compactación.
- Identificación de sobre-presiones.

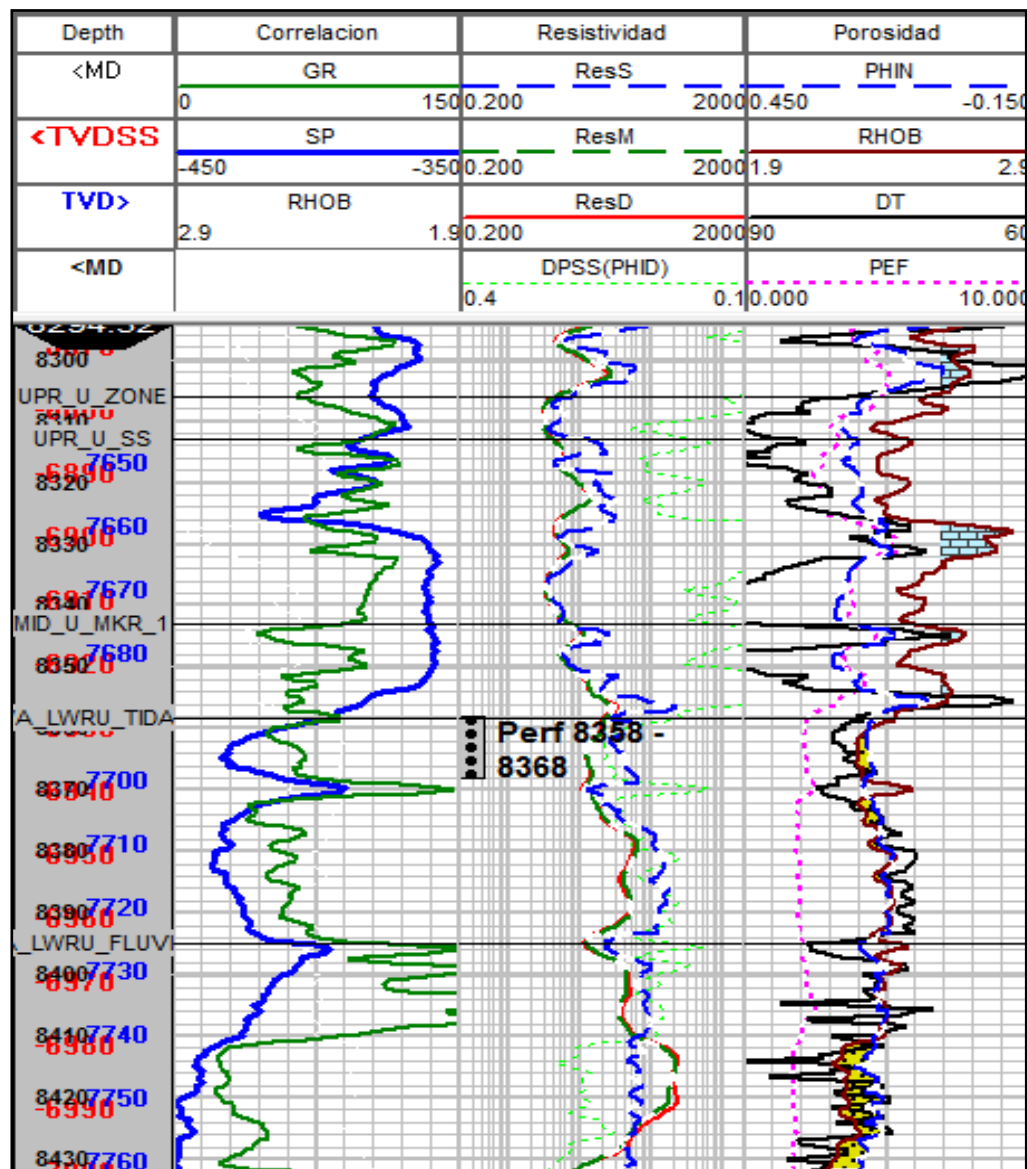


Figura 13. Curvas básicas de un registro de pozo.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

2.3.8 REGISTRO LITHO – DENSITY: *Factor Fotoeléctrico de la Formación - PEF*

El registro Litho-Density es una manera diferente de registrar la densidad de la formación, añadiendo características a la herramienta (Figura 13).

Esta herramienta posee una fuente de Cesio-137 emitiendo Rayos Gamma a 0.662 MeV, posee receptores a corta y a la larga distancia igual que la herramienta de densidad convencional, la diferencia está en que estos receptores son mucho más eficientes tienen la habilidad de reconocer y contar, separadamente, rayos gamma de alta energía (0.25 - 0.662 MeV) y rayos gamma de baja energía (0.04 – 0.01 MeV).

Los rayos gamma de alta energía son los que sufren el efecto Compton y son utilizados de la manera tradicional para medir la porosidad de la formación.

Los rayos gamma de baja energía son aquellos que sufren la absorción fotoeléctrica. Este efecto puede ser usado para obtener un parámetro el cual sea dependiente del número atómico de la formación, y por consiguiente inmensamente útil en el reconocimiento de la litología de la formación.

Principio

El factor fotoeléctrico (PEF, por sus siglas en inglés) se refiere a un registro de propiedades de absorción fotoeléctrica. El registro mide el factor de absorción fotoeléctrica, P_e , que es definido como $(Z/10)^{3.6}$, donde Z es el número atómico promedio de la formación, P_e carece de unidad pero como es proporcional a la sección eficaz fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa como barns/electrón (1 barn = 10^{-24} cm²). Dado que los fluidos poseen números atómicos bajos, su influencia es escasa, de manera que P_e es una medida de las propiedades de la matriz de la roca. (Figura 13)

El efecto de absorción fotoeléctrica ocurre cuando los rayos gamma, después de haber sufrido el efecto Compton, adquieren niveles de energía cercanos o inferiores a 0.2 MeV, bajo esta energía, los rayos gamma pueden ser completamente absorbidos por los átomos de la roca y existe una determinada probabilidad de que esto ocurra dependiendo de que los débiles rayos gamma encuentren un electrón bajo las condiciones apropiadas

Usos Principales:

- Determinación de litología.
- Detección de minerales pesados.
- Reconocimiento de Fracturas.

2.3.9 REGISTRO DE GAMMA RAY ESPECTRAL - NGS

El registro de Rayos Gamma Espectral mide la radiación gamma natural de los principales elementos radioactivos emanada por una formación.

El análisis de estas radiaciones gamma individuales brinda información extra concerniente a la composición y litología de la roca.

Principio

La amplitud de los resultados detectados por el sensor gamma ray es proporcional a la energía de los rayos gamma incidentes. De esta manera es que se puede medir el origen de los rayos gamma detectados por el sensor, pues la energía para los principales isótopos Potasio, Torio y Cesio son diferentes como se puede apreciar en la figura 14.

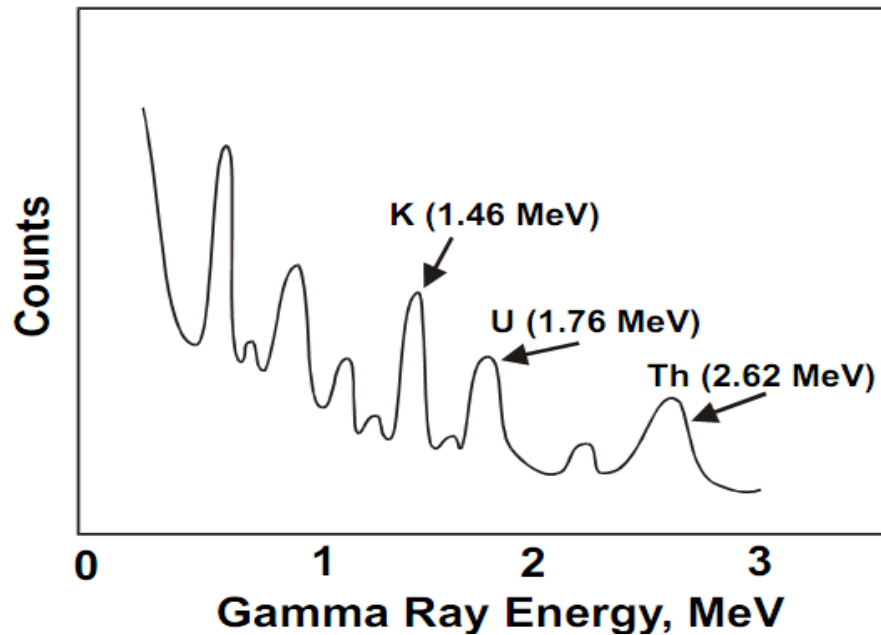


Figura 14. Niveles de energía detectados por el sensor de rayos gamma para los 3 isótopos radioactivos Potasio, Uranio, Torio.

(Tomado de Ellis, 2008)

Usos Principales

- Determinación de mineralogía.
- Detección de carbonatos.
- Presencia de materia orgánica.
- Diagénesis.

2.3.10 REGISTRO LITOLÓGICO Y DE SATURACIÓN

El registro litológico, también llamado registro de espectroscopía es un registro que busca representar todos los elementos de la formación, es decir, todos los parámetros de la matriz y de los fluidos contenidos en los poros de la roca.

Principio

La sonda de Espectroscopía de Captura Elemental (ECS) bombardea a la formación neutrones a diferentes niveles de energía, posteriormente su detector mide un espectro de rayos gamma o una cantidad de rayos gamma para cada nivel de energía (Figura 15), después de que los neutrones han sufrido dispersión (principalmente por el choque con el hidrógeno) y han obtenido niveles muy bajos de energía como para ser absorbidos por átomos de la formación. Al momento de ser absorbidos se libera un espectro de rayos gamma característico de cada elemento que los absorbió.

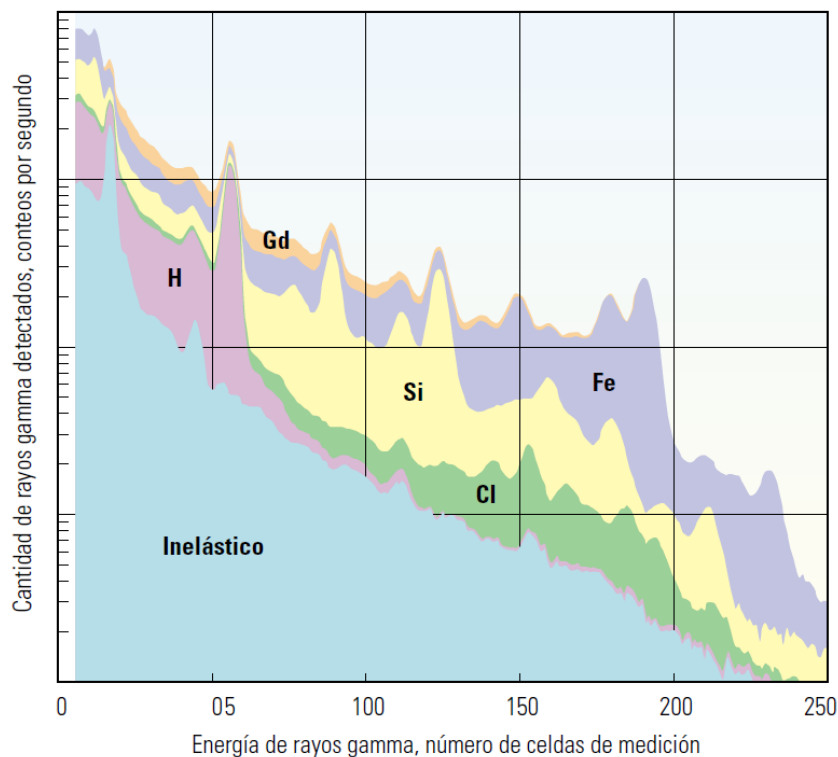


Figura 15. Espectro de rayos gamma a partir de la herramienta ECS.

(Fuente: Artículo de la herramienta ECS de Schlumberger disponible en la web. Autor y fecha N/A)

El espectro obtenido se invierte para obtener la proporción de los principales elementos de aporte. Estos incluyen algunos de los elementos más definidos, abundantes y presentes en las rocas sedimentarias en especial el Silicio (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Azufre (S), Titanio (Ti), Gadolinio (Gd). El Potasio (K) y el Aluminio (Al) presentan una fuerte correlación con el Hierro

así que pueden ser calculados. El Hidrógeno también genera una respuesta pero solo se lo utiliza cualitativamente.

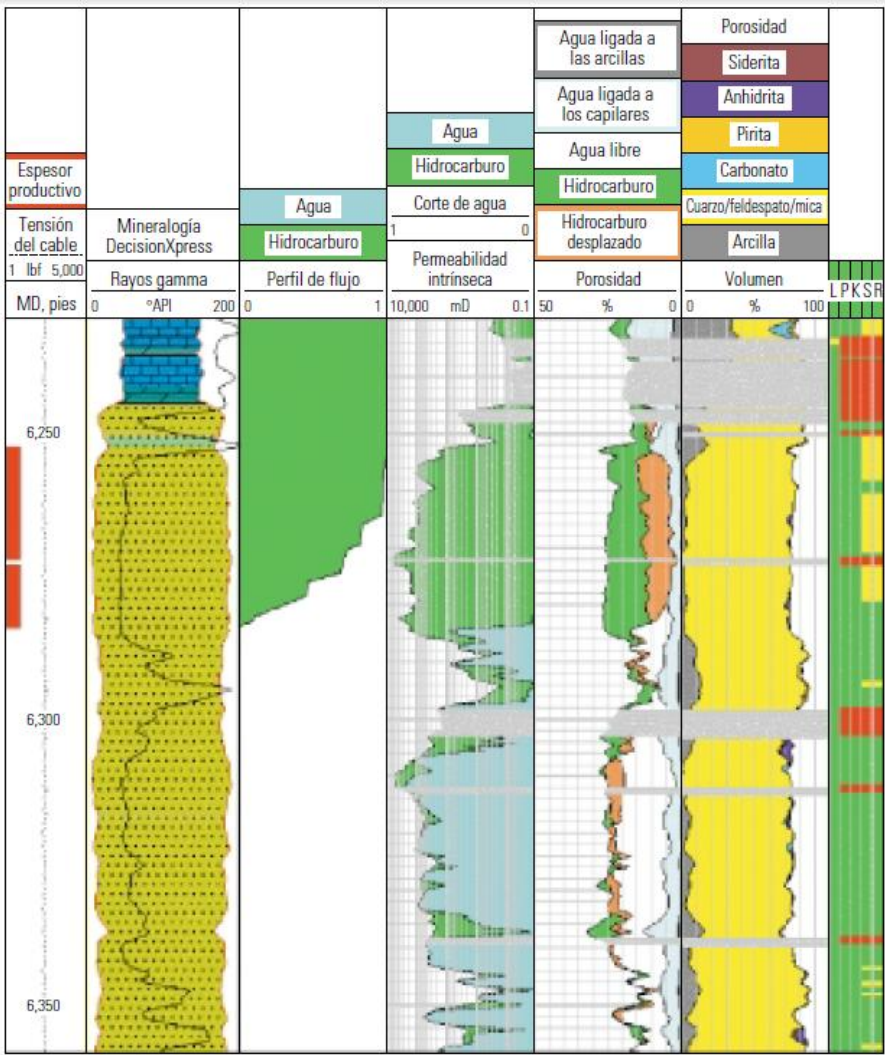


Figura 16. Modelo litológico y de saturación generado por la herramienta ECS.
(Fuente: Artículo de la herramienta ECS de Schlumberger disponible en la web. Autor y fecha N/A)

Al obtener todos estos datos, más la resistividad del agua de formación, se puede obtener los minerales constituyentes de la formación y los tipos de fluidos de la misma (Figura 16).

2.4 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CALCULADAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS

2.4.1 POROSIDAD

Es una de las propiedades intrínsecas más importantes de la roca reservorio de un yacimiento, ya que es un indicativo del volumen en el que puede encontrarse almacenados los hidrocarburos dentro de los poros. (Figura 17)

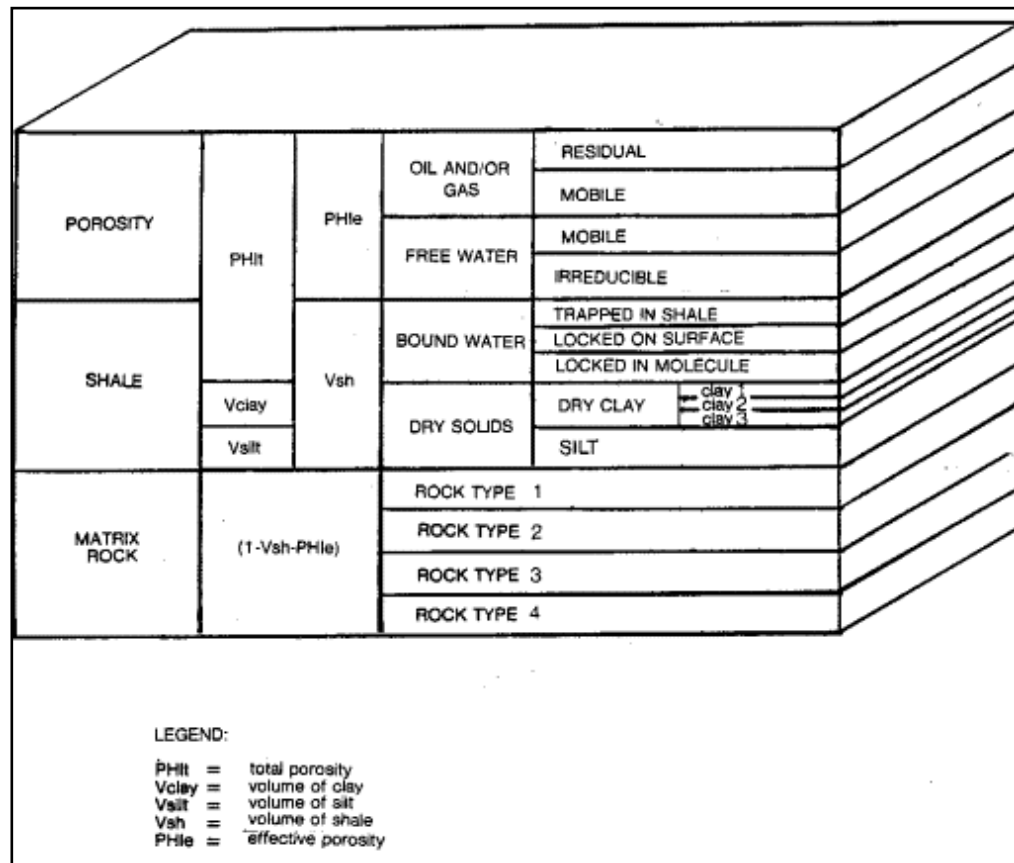


Figura 17. Modelo Roca-Fluido para tomar en cuenta en un análisis petrofísico
(Tomado de Crain's Petrophysical Handbook)

2.4.1.1 Porosidad Total (ϕ_t)

Se denomina porosidad total a la relación entre el volumen de poros comunicados y no comunicados y el volumen total de la roca (1), (figura 17).

$$\phi_e = \frac{V_{\text{poros comunicados y no comunicados}}}{V_{\text{totl de la roca}}} \quad (1)$$

Esta propiedad se puede calcular a partir de registros de pozos como el Sónico, Neutrón y Densidad.

2.4.1.1.1 Porosidad a partir del registro Sónico (ϕ_s):

La velocidad de ondas elásticas a través de una litología dada es una función de la porosidad. Wyllie (1950), propuso una ecuación que describía este comportamiento y la llamó la ecuación de promedio de tiempo, la misma que puede ser expresada en términos de la velocidad o Δt . (2)

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_p - \Delta t_{ma}} \quad (2)$$

Donde: ϕ_s = Porosidad a partir del registro sónico

Δt = Velocidad leída en el registro sónico.

Δt_{ma} = Velocidad del sonido en la matriz de la roca.

Δt_p = Velocidad del sonido en el fluido de los poros de la roca

2.4.1.1.2 Porosidad a partir del registro Neutrón (ϕ_N):

La herramienta es sensible a la cantidad de hidrógeno en la formación y se asume que el aporte a las mediciones de la herramienta por otros elementos es despreciable y que la contribución a las medidas viene dada solo por los hidrógenos contenidos en los fluidos de los poros (Agua e Hidrocarburo).

Sin embargo hay que tomar en cuenta que existen hidrógenos no solo en los fluidos, sino también en otros elementos de la roca como en las arcillas, cuya presencia se manifiesta como agua irreductible (Bound Water) en la superficie de la arcilla, también como moléculas de agua en los microporos de la arcilla.

La porosidad a partir del registro neutrón simplemente resulta de registrar directamente la lectura de la herramienta (siempre y cuando la matriz base con la que fue calibrada la herramienta sea arenisca, de lo contrario, de haber sido calibrada en matriz caliza, se deberá añadir 4 unidades a la lectura en una zona de areniscas.)

2.4.1.1.3 Porosidad a partir del registro de Densidad (ϕ):

La porosidad ϕ de una formación puede ser obtenida del registro de densidad si se conoce la densidad de la matriz de la roca y la densidad del fluido contenido en la roca.

La densidad aparente ρ_b de una formación puede ser escrita como una contribución lineal de la densidad de la matriz de la roca ρ_{ma} y la densidad del fluido ρ_f con sus respectivas proporciones $(1 - \phi)$ y ϕ . (3)

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi \rho_f \quad (3)$$

Resolviendo la ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

Donde:

- ϕ = Porosidad de la roca
- ρ_{ma} = Densidad de la matriz.
- ρ_b = Densidad aparente leída del registro.
- ρ_f = Densidad del fluido.

Algunos autores recomiendan un valor de porosidad total obtenido a partir de un promedio de los 3 registros (5).

$$\phi_t = \frac{\phi_s + \phi_N + \phi}{3} \quad (5)$$

2.4.1.2 Porosidad Efectiva (ϕ_e)

Se define como la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen total de la roca (6), (figura 17).

$$\phi_e = \frac{V_{\text{poros comunicados}}}{V_{\text{totl de la roca}}} \quad (6)$$

Para obtener el dato de porosidad efectiva se suele restar el volumen de arcilla al valor de la porosidad total de la roca (7).

$$\phi_e = (\phi_t - (V_{shl} * \phi_t)) \quad (7)$$

Donde:

- V_{shl} = Volumen de arcilla (%)

2.4.2 VOLUMEN DE ARCILLA

En la mayoría de reservorios las litologías son muy simples, siendo fases de arenisca y arcillas o carbonatos y arcillas. Una vez que las principales litologías han sido identificadas, los valores del registro de gamma ray pueden ser usados para calcular la arcillosidad o volumen de arcilla (V_{shl}) en la roca. Este dato es muy importante pues frecuentemente es usado para discriminar entre una roca reservorio y una roca no reservorio.

El volumen de arcilla es calculado de la siguiente manera:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (8)$$

Donde:

- I_{GR} = Índice de gamma ray
- GR_{log} = Gamma ray leído en la profundidad de interés.
- GR_{min} = Mínimo gamma ray leído (En una zona limpia de areniscas o carbonatos).
- GR_{max} = Máximo gamma ray leído (En una lutita o en una formación arcillosa.)

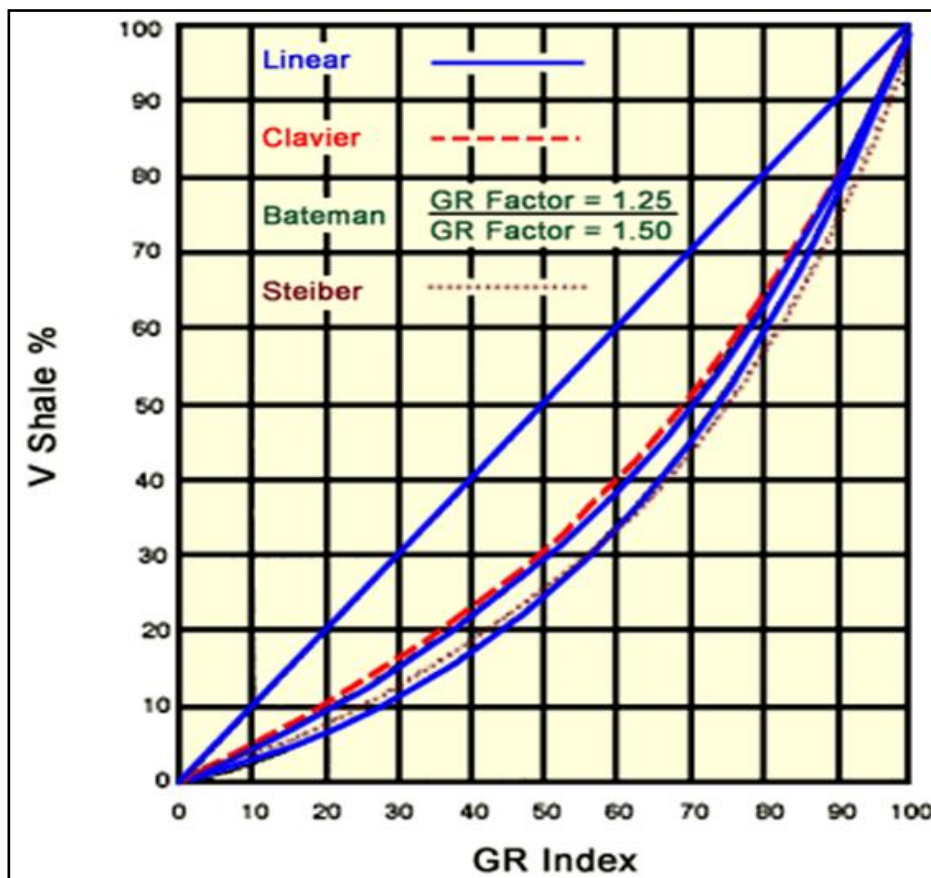


Figura 18. Relación de I_{GR} y V_{shl} según varios autores. (Bateman, 1985)

Muchos petrofísicos asumen que $V_{shl} = I_{GR}$. Sin embargo, otros mantienen que un correcto V_{shl} se obtiene ingresando datos en un plot como el ilustrado abajo en la Figura 18, en el que se aprecian varias relaciones desarrolladas por diferentes autores.

Las ecuaciones generadas en estas relaciones son:

- Linear

$$V_{shl} = I_{GR} \quad (9)$$

- Dresser Atlas

$$V_{shl} = 0.33 [2(2 \times I_{GR}) - 1.0] \quad (10)$$

- Clavier

$$V_{shl} = 1.7 - (3.38 - (X + .7)^2)^{1/2} \quad (11)$$

- Steiber

$$V_{shl} = \frac{0.5 I_{GR}}{(1.5 I_{GR})} \quad (12)$$

- Bateman

$$V_{shl} = I_{GR} (I_{GR} + \text{factor GR}) \quad (13)$$

En la ecuación de Bateman el factor GR es un número escogido para forzar al resultado a imitar el comportamiento de la ecuación de Clavier o Steiber.

2.4.3 SATURACIÓN DE AGUA (S_w)

2.4.3.1 Factor de Formación F (Primera ley de Archie)

Podemos definir a la saturación de agua en una roca como la relación de volumen de agua existente en los poros y el volumen total de la roca.

La saturación de agua es uno de los parámetros más importantes, pues la misma define qué cantidad de hidrocarburo encontraremos en una roca reservorio.

Gustavus E. Archie (1907-1978) en la década de 1920 y 1930 llevó a cabo una serie de experimentos para encontrar las relaciones existentes entre las resistividades de rocas completamente saturadas con diferentes fluidos.

Archie (1942) observó que la resistividad aparente R_o de una roca completamente saturada de agua de resistividad R_w , era directamente proporcional a la resistividad del fluido (14).

$$R_o = F \cdot R_w \quad (14)$$

La constante de proporcionalidad F es llamada *factor de formación* y describe el comportamiento “pasivo” de la matriz de la roca.

Archie examinó la manera en que el factor de formación cambia de roca a roca y notó que la siguiente regla se mantenía en los casos estudiados (15), la misma que es llamada *primera ley de Archie*:

$$F = a/\Phi^m \text{Primera ley de Archie} \quad (15)$$

Donde: m = Exponente de cementación.
 A = Factor empírico

Si combinamos la ecuación (15) y (14) obtenemos la ecuación (16).

$$R_o = R_w \cdot a \cdot \Phi^{-m} \quad (16)$$

a) Exponente de Cementación (m)

Es el factor que describe el incremento en la resistividad como resultado de la distribución de los granos minerales en la roca, obligando a la corriente a que tome caminos especiales a través del fluido conductivo ($m=1$ para poros uniformes). (Generalmente los valores teóricos para areniscas oscilan entre 1,4 y 2, siendo los valores más altos para formaciones muy consolidadas)

b) Factor de Tortuosidad (a)

Este es un factor empírico que está relacionado con m y que no posee un significado físico, sin embargo también ha sido relacionado a la forma y tamaño del grano, a la compactación y a la estructura del poro, es decir, a la tortuosidad. (Los valores calculados por Humble son: 0.62; 0,81; 1 cada uno con su correspondiente valor de m)

c) Exponente de Saturación (n)

El exponente de saturación expresa el efecto que tiene en la resistividad el desaturar una muestra, o remplazar agua con un fluido no conductivo. En otras palabras n modela la dependencia de la

presencia de un fluido no conductor (Hidrocarburo) en el espacio poral y está relacionado a la humectabilidad de la roca. (n usualmente toma valores entre 1.8 y 2.0).

2.4.3.2 Saturación de agua parcial (Segunda ley de Archie)

Archie también examinó el trabajo de otros investigadores quienes habían realizado experimentos en la resistividad de areniscas parcialmente saturadas. Observó que la resistividad aparente de la roca R_t parcialmente saturada con un fluido acuoso de resistividad R_w es directamente proporcional a la resistividad de la roca cuando está totalmente saturada con el mismo fluido (17).

$$R_t = I \cdot R_o \quad (17)$$

La constante de proporcionalidad I es llamada Índice de Resistividad y describe el efecto de la desaturación parcial de la roca (I varía desde 1 al infinito dependiendo del grado de saturación de la roca).

Archie observó, empíricamente, que la siguiente relación (18) existía en areniscas.

$$I = S_w^{-n} \text{Segunda ley de Archie} \quad (18)$$

Donde: S_w = Saturación fraccional de agua en la roca.
 I = Índice de Resistividad.
 n = Exponente de Saturación.

Si combinamos la ecuación (17) y (18) obtenemos la ecuación que usualmente es referida como segunda ley de Archie (19).

$$R_t = R_o \cdot S_w^{-n} \quad (19)$$

2.4.3.3 Combinación de las leyes de Archie

Las ecuaciones (16) y (19) pueden ser combinadas a fin de obtener una ecuación que controle todos los parámetros descritos anteriormente (20).

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \Phi^{-m} \cdot S_w^{-n} \quad (20)$$

Como el objetivo es determinar la saturación de agua, se despeja la ecuación y se obtiene:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \cdot a \cdot \Phi^{-m}}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{R_w \cdot F}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad (21)$$

Parámetro	Origen
Rt	Resistividad de la zona profunda a partir de la herramienta de resistividad
Rw	Registro SP
	Calculado de una zona de agua
	Medida en una muestra
Φ	Registro Sónico
	Registro de Densidad
	registro Neutrón
m	Medido en laboratorio
	Apartir de la experiencia
n	Medido en laboratorio
	Apartir de la experiencia
a	Medido en laboratorio
	Apartir de la experiencia

Cuadro 3. Origen de los datos de la fórmula de Saturación de agua (Sw) de Archie.
(Fuente: Recopilación de diferentes autores)

Otros modelos para determinar la resistividad del agua tales como:

2.4.3.4 Modelo Simandoux

Este modelo toma en cuenta la resistividad de arcillas obtenido en una zona de 100% lutita (no aplica medidas en laboratorio).

1: COND = Sw / F * Sw * CONDw * (1 - Vsh) (water term)
+ Sw / F * (1 - Sw) * CON Dh * (1 - Vsh) (hydrocarbon term)
+ Sw / Fsh * CONDsh (shale term)
+ (1 - Vsh - PHle) * Sum (Vi * CONDi) (matrix term)

WHERE:
CON Dh = log reading in 100% hydrocarbon
CONDi = log reading in 100% of the ith component of matrix rock
COND = log reading
CONDsh = log reading in 100% shale
CONDw = log reading in 100% water
F = formation factor of clean rock (fractional)
Fsh = formation factor of shale (fractional)
Sw = water saturation in un-invaded zone (fractional)
Vi = volume of ith component of matrix rock
Vsh = volume of shale (fractional)

(22)

2.4.3.5 Modelo Dual Water

Este modelo toma en cuenta la resistividad de arcillas obtenido en una zona de 100% lutita (medidas en laboratorio) para arcillas dispersas o laminares.

$$1: \text{COND} = \text{Sw} / \text{F} * \text{Sw} * \text{CONDw} * (1 - \text{Vsh}) \text{ (water term)} \\ + \text{Sw} / \text{F} * (1 - \text{Sw}) * \text{CON Dh} * (1 - \text{Vsh}) \text{ (hydrocarbon term)} \\ + \text{Sw} / \text{Fsh} * \text{CONDwsh} \text{ (shale term)} \\ + (1 - \text{Vsh} - \text{PHle}) * \text{Sum} (\text{Vi} * \text{CONDi}) \text{ (matrix term)}$$

WHERE:
 CONDh = log reading in 100% hydrocarbon
 CONDi = log reading in 100% of the ith component of matrix rock
 COND = log reading
 CONDwsh = log reading in bound water fraction of shale
 CONDw = log reading in 100% water
 F = formation factor of clean rock (fractional)
 Fsh = formation factor of shale (fractional)
 Sw = water saturation in un-invaded zone (fractional)
 Vi = volume of ith component of matrix rock
 Vsh = volume of shale (fractional)

(23)

2.4.3.6 Modelo Waxman - Smiths

Este modelo toma en cuenta la resistividad de arcillas obtenido en una zona de 100% lutita (medidas en laboratorio) que pueden ser arcillas dispersas, laminares o estructurales.

The balance of the equations do not need further modification.

$$3: \text{RW2} = (\text{RW@FT}) * (\text{FT} + \text{KD5}) / \text{KD5}$$

$$4: \text{B} = 4.6 * (1 - 0.6 \exp(-0.77 / \text{RW2}))$$

$$5: \text{F} = \text{A} / (\text{PHle} \wedge \text{M})$$

$$6: \text{Qv} = \text{CEC} * (1 - \text{PHle}) * \text{DENSMA} / \text{PHle}$$

$$7: \text{Swc} = 0.5 * ((-\text{B} * \text{Qv} * \text{RW2}) + ((\text{B} * \text{Qv} * \text{RW2}) \wedge 2 + 4 * \text{F} * \text{RW@FT} / \text{RES D}) \wedge 0.5) \wedge (2 / \text{N})$$

$$8: \text{OTHERWISE Swc} = 1.0$$

WHERE:
 KD5 = 83.8 for English units
 KD5 = 46.5 for Metric units
 A = tortuosity exponent (unitless)
 B = equivalent conductance of clay cation (mS/m)
 C = temperature offset (degrees Fahrenheit or Celcius)
 CEC = cation exchange capacity of shale (meq/gm)
 DENSMA = matrix density (gm/cc or Kg/m3)
 F = formation factor (unitless)
 FT = formation temperature (degrees Fahrenheit or Celcius)
 M = cementation exponent (unitless)
 N = saturation exponent (unitless)
 PHle = effective porosity (fractional)
 Qv = counter ion concentration (meq/gm)
 RESD = deep resistivity log reading (ohm-m)
 RW2 = water resistivity at 77 degrees Fahrenheit (ohm-m)
 RW@FT = water resistivity at formation temperature (ohm-m)
 Swc = water saturation from CEC method (fractional)
 Vsh = shale volume (fractional)

(24)

2.4.4 PERMEABILIDAD

Mientras que la porosidad es una propiedad estática de la roca, la permeabilidad es una propiedad Dinámica. La permeabilidad de una roca es una medida cuantitativa de la facilidad con la que la roca permite el paso de fluidos expuestos a un gradiente de presión. Este proceso de transporte de fluido puede ser modelado asumiendo que la estructura de la roca consiste de una serie de tubos pequeños o capilares. Si se toma en cuenta que el flujo es laminar, la relación de Darcy puede ser usada para definir la permeabilidad k , en términos de la tasa de fluido, área, longitud, presión diferencial y viscosidad del fluido (25).

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot A} \quad (25)$$

Donde:

- k** = Permeabilidad.
- Q** = Tasa de flujo.
- A** = Área.
- L** = Longitud.
- ΔP** = Presión Diferencial.
- μ** = Viscosidad del fluido

Name	Equation	Notes
Solution Channel	$k = 0.2 \times 10^8 \times d^2$	k = permeability (D) d = channel diameter (inches)
Fractures	$k = \frac{0.544 \times 10^8 \times w^3}{h}$	k = permeability (D) h = fracture width (inches) w = fracture aperture (inches)
Wyllie and Rose equations I	$k = \left(\frac{100 \phi^{2.25}}{S_{wi}} \right)^2$	k = permeability (mD) ϕ = porosity (fraction) S_{wi} = irreducible water saturation (fraction)
Wyllie and Rose equations II	$k = \left(\frac{100 \phi^2 [1 - S_{wi}]}{S_{wi}} \right)^2$	k = permeability (mD) ϕ = porosity (fraction) S_{wi} = irreducible water saturation (fraction)
Timur equation	$k = \frac{0.136 \phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$	k = permeability (mD) ϕ = porosity (%) S_{wi} = irreducible water saturation (%)
Morris and Biggs equation	$k = \left(\frac{C \phi^3}{S_{wi}^2} \right)$	k = permeability (mD) ϕ = porosity (fraction) S_{wi} = irreducible water saturation (fraction) C = constant; oil=250; gas=80
Slichter equation	$k = \frac{10.2 d^2}{K_z}$	k = permeability (mD) d = median grain size (microns) K_z = packing correction; slope of line when plotting median grain size vs. permeability.
Kozeny-Carman equation	$k = \frac{c d^2 \phi^3}{(1 - \phi)^2}$	k = permeability (mD) ϕ = porosity (fraction) c = constant d = median grain size (microns)

Figura 19. Relaciones de Permeabilidad (Modificado de la lista de Grouping)

Varias relaciones se han construido a partir de observaciones realizadas al comparar la permeabilidad con la saturación de agua irreductible. Esta relación dice que la permeabilidad es cero cuando la saturación de agua irreductible es 100% y k incrementa cuando la cantidad de agua móvil aumenta (Figura 19).

2.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y MINERALÓGICAS DE LA GLAUCONITA

Para entender las características de la glauconita hay que relacionarla con las demás arcillas (aportan al Vshl) como la Illita, Kaolinita, Montmorilonita, Clorita.

Hay que especificar que se la considera dentro del grupo de las micas, y que en nuestro caso no aporta al volumen de arcilla (Vshl) sino que su presencia en la roca reservorio Arenisca “T” Superior figura como *matriz* (Distribución estructural). Sin embargo comparte características propias de las arcillas lo que ha motivado el presente estudio.

2.5.1 Descripción acerca de la formación de Glauconita.

La glauconita generalmente se localiza en sedimentos de ambiente marino somero (plataforma y parte superior del talud continental, de 50m – 500m) ligeramente reductores y es de forma redondeada (Nichols, G., 2009).

La formación de glauconita es un proceso de ambientes específicos (Odin y Giresse, 1972) el cual involucra transferencia química. En tales procesos un gradiente químico es establecido entre el mineral cristalizante y el ambiente en el cual se forma. Los sedimentos que rodean a la glauconita, al parecer, no son afectados por este gradiente geoquímico.

En el fondo del mar, los sedimentos son progresivamente reducidos a partir de la interface agua-sedimento por una secuencia de reacciones catalizadas por microorganismos. Esa secuencia es controlada por el orden decreciente de energía de las reacciones a partir de la superficie del sedimento. Existen organismos que catalizan estas reacciones a diferentes profundidades. Cuando el fondo del mar es anóxico, esas reacciones se producen por encima del contacto agua-sedimento, el único compuesto de hierro producido es la pirita¹.

Si el fondo del mar es oxigenado, las reacciones se producen dentro de las capas superiores del sedimento, en lutitas a poca profundidad, en arenas permeables y en fondo afectados por olas o corrientes. Con abundante bioturbación existe algún intervalo de profundidad entre los límites de las reacciones, en particular entre la reducción del hierro y la del sulfato, donde el hierro se puede combinar con la sílice producida por la disolución de esqueletos de organismos silíceos (Diatomeas y esponjas) para formar glauconita (Fe^{3+}) en la parte superior de la zona de reducción del hierro o clorita (Fe^{2+}) en la parte inferior. De esta manera se forman los minerales arcillosos ricos en hierro como la glauconita y la Berthierina en general con forma de pellets, la clorita más frecuentemente como cemento precoz en arenas¹.

¹. Salazar, F., Sánchez, H., 1989, Evaluación de las arcillas en la formación Napo, Areniscas “U” y “T” en la Cuenca Oriente, Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Geólogo, Quito-Ecuador, pág 41, 49, 50.

En aguas salobres o dulces, donde no hay suficiente sulfato para reducir y combinar con todo y hierro en solución, la formación de clorita puede ser favorecida y precipitar otros minerales de hierro como la Siderita y Vivianita. La glauconita es estable en la diagénesis excepto en ambientes muy reductores y a gran profundidad donde se transforma en biotita y clorita¹.

Cuando el proceso envuelve muchos elementos químicos, los cuales se comportan como elementos movibles generarán pellets de glauconita cuya composición estará definida por la actividad química de dichos elementos. Esta es una de las razones por las cuales la composición química es muy variable (Velde, Odin, 1975 y McConchie, D., 1979).

El mineral protolito para la formación de pellets de glauconita seguramente pertenece al grupo de las esmectitas (Biotita principalmente, que luego de absorber Hierro y Potasio se transforma en Glauconita que generalmente se forma en). El resultado de someter a este grupo a presión, temperatura y fluidos químicamente activos pueden ser dos minerales principalmente: Illita o Glauconita, al parecer la diferencia entre estos dos minerales está dada por el contenido de Hierro, que en el caso de la glauconita se encuentra en un porcentaje superior al 15% (Figura 20).

Es lógico por esta razón, que las condiciones ambientales para la formación de altas cantidades de glauconita deben ser muy especiales, una de ellas puede constituir la alta presencia de iones de Hierro (ambientes tropicales húmedos) y otra la presencia de organismos vivos como catalizador.

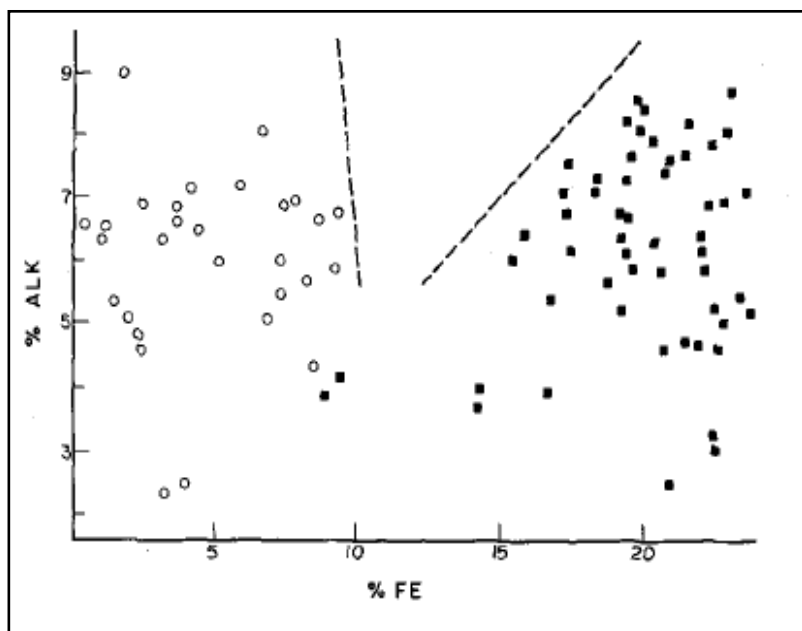


Figura 20. Relación de contenido de cationes de Aluminio (Al) y Hierro (Fe)
Glauconita ■, Illita ○. (Tomado de Velde y Odin, 1975).

2.5.2 Propiedades Mineralógicas de la Glauconita

Información General		
Fórmula química	*(K,Na)(Fe ³⁺ ,Al,Mg) ₂ ((Si,Al) ₄ O ₁₀)(OH) ₂	
Composición	*Potasio	6.62 % k ₂ O
	*Sodio	0.36 % Na ₂ O
	*Magnesio	3.78 % MgO
	*Aluminio	3.58 % Al ₂ O ₃
	*Hierro	3.37 % FeO / 24.31 % Fe ₂ O ₃
	*Silicio	53.48 % SiO ₂
	*Hidrógeno	4.22 % H ₂ O
	*Oxígeno	44.94%
Sistema	Monoclínico – Prismático	
Clasificación	Filosilicato (Clasificación según Dana)	
Grupo	Micas	
Propiedades Físicas		
Clivaje	Perfecto	
Color	Verde- Azul Verdoso	
Densidad	2.4g/cc - 2.95g/cc	
Hábito	Micáceo	
Dureza	2	
Luminisencia	No fluorescente	
Lustre	Terroso	
Magnetismo	No Magnético	
Raya	Verde clara	
Propiedades Ópticas		
Dato Óptico	Biaxial	
Pleocroismo	Verde, Verde oscuro, Amarillo verdoso, Verde Oliva	
Propiedades Calculadas		
Índice de Fermion	0.01	
Factor Fotoeléctrico	*7.42 barn/electron	
Radioactividad	78.31 API (Variablemente Detectable)	

* Valores específicos para una muestra. Al ser una fórmula muy variable, algunas de estas propiedades también lo son.

Cuadro 4. Propiedades de la Glauconita.

(Fuente: MineralAtlas - Recopilación de información disponible en la web)

A continuación se describirán alguna de las características de las arcillas que también son compartidas por la glauconita.

2.5.3 Conductividad (resistividad) de las arcillas

La presencia de arcillas reduce la resistividad y por lo tanto decrece la aparente saturación de hidrocarburos. El grado de afección depende del volumen, su distribución, su tamaño, y su capacidad de intercambiar cationes (CEC).

La baja resistividad se da por la alta conductividad que tienen las arcillas. Esto es causado por la presencia de procesos de conducción en las superficies y por la gran superficie que pueden llegar a tener.

Waxman y Smith desarrollaron una ecuación para tomar en cuenta estos factores (24). Esta ecuación es la más óptima, sin embargo su uso será explicado más adelante.

La conductividad de las arcillas se produce debido a que están formadas por capas de silicatos, las cuales en presencia de agua llegan a estar negativamente cargadas (Figura 21), de hecho, figurativamente una arcilla puede considerarse como una sal disociada en iones conductores positivos y negativos. Sin embargo este fenómeno solo se produce en la superficie de la arcilla y es aquí donde únicamente se produce la conducción de la electricidad.

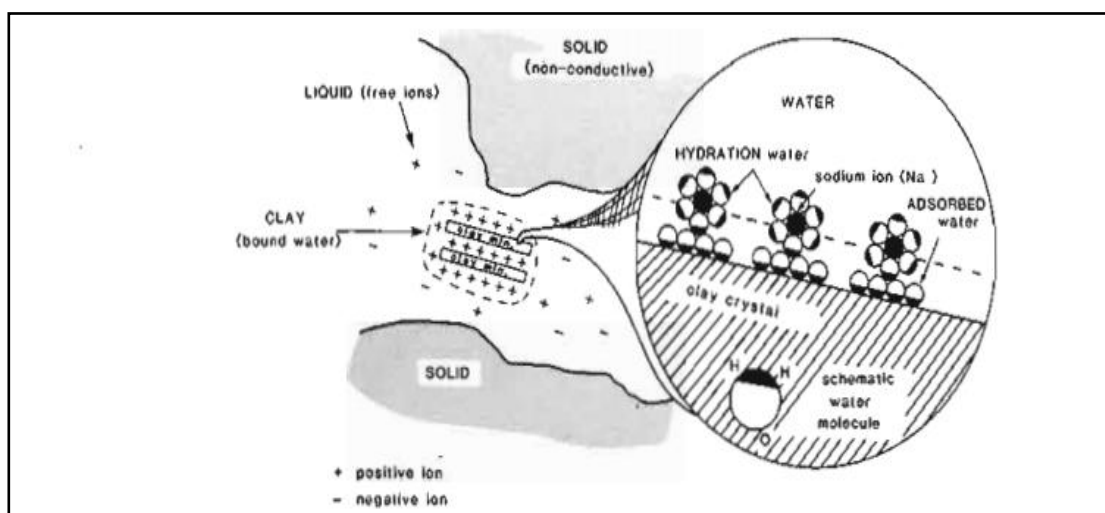


Figura 21. Modelo de la capacidad de conductividad de las arcillas
(Tomado de Rider, 2002; modificado de Wyllie, 1963)

Las paredes de la arcilla adsorben agua y forman una película, la misma que atrae iones de Na (dispersos en el agua de formación); una vez cargada, la arcilla, positivamente, es fácil que atraiga agua libre (llamada agua de hidratación), la cual es mucho más salina que el agua libre en los poros de la formación y por ende mucho más conductiva que el resto de la formación (Rider, 2002).

Todo este conjunto de agua adherida a las paredes de la arcilla es llamada **agua irreductible** (bound water) o doble capa eléctrica desde el punto de vista químico, la cual es químicamente libre pero físicamente adherida.

Todo este fenómeno produce producido en la superficie de la arcilla adquiere una **capacidad de intercambiar cationes**(CEC) y esta propiedad es la responsable de una mayor o menor conductividad.

2.5.4 Agua Irreductible (Bound Water)

Se define como el agua en el espacio poral (agua irreductible capilar) o en la superficie una arcilla (agua irreductible de arcillas) la cual no fluirá bajo condiciones normales del reservorio (Figura 22). El agua irreductible no fluye (no se mueve) en producción primaria o secundaria, por mecanismos de inyección o por invasión del filtrado de lodo a menos que la humectabilidad de la roca sea alterado.

El agua irreductible es muy importante en una evaluación petrofísica, pues nos indica la saturación de agua crítica para que un reservorio produzca solo hidrocarburo.

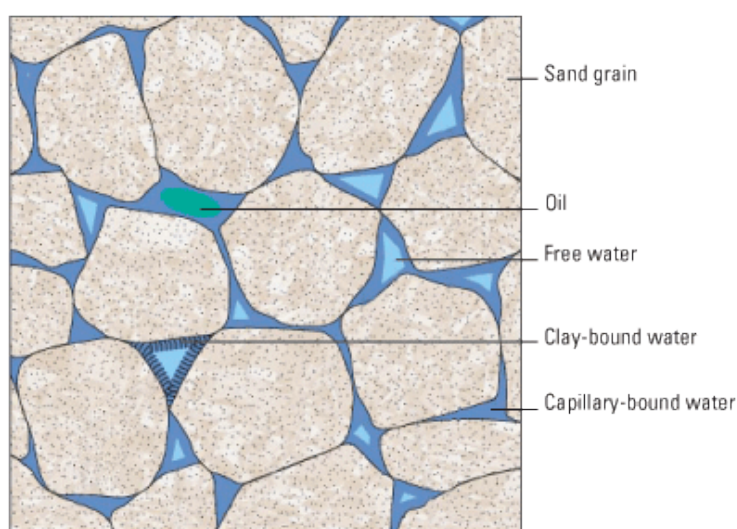


Figura 22. Esquema de la distribución de fluidos dentro de una roca.
(Fuente: Schlumberger Oilfield Glossary)

La cantidad de agua irreducible depende de dos características principalmente. La primera es del *volumen y tipo de arcilla* (Figura 22). La segunda depende de la *permeabilidad* del reservorio (en reservorios de baja permeabilidad el volumen de agua irreducible es muy importante, pues la saturación de agua crítica puede exceder el 60% y seguir produciendo solo hidrocarburos).

2.5.5 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

La capacidad de intercambio catiónico (CEC) es una medida de la habilidad de las arcillas, tales como la Montmorillonite, Clorita, Illita o Kaolinita, para acomodar cationes en su superficie cargada negativamente, estos cationes provienen del agua libre de la formación. Se expresa normalmente en miliequivalente por 100 gramos.

Los distintos valores del CEC parecen depender de la superficie de una arcilla. Es decir que la capacidad de intercambio catiónico por unidad de superficie es la misma sin importar el tipo de arcilla, la diferencia está en el tamaño que la misma posea.

Mineral	Specific surface area (m ² /g)	CEC (meq/100g)	Wet clay porosity (p.u.)
Smectite	700–800	80–150	40
Illite	113	10–40	15
Chlorite	42	10–40	15
Kaolinite	15–40	3–5	5

Cuadro 5. Capacidad de Intercambio Catiónico para varias arcillas. Se observa además que entre más alto CEC mayor superficie de la arcilla

(Fuente: Crain's Petrophysical Handbook)

Un dato de CEC para glauconita no ha sido encontrado en la teoría, sin embargo valores medidos indirectamente en diversas partes del mundo muestran superioridad a las demás arcillas (>60 meq/100g).

CAPÍTULO III

DISEÑO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE ESTUDIO

El presente trabajo de investigación es del tipo descriptivo por que analizará las variables *volumen de glauconita y propiedades petrofísicas*, por el tiempo es transversal porque durará (5) cinco meses y es prospectivo puesto que los resultados se emplearán a futuro para la toma de decisiones en la explotación del reservorio Arenisca “T” Superior del bloque Tarapoa.

3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

El universo se enmarca dentro el bloque Tarapoa, y está constituido por 89 pozos petroleros que atraviesan, en su totalidad, la arenisca “T” superior. La muestra está formada por (6) seis pozos los cuales son: Mariann 9, San José 1, Chorongó Este 1, Mariann 37, Mariann 4A2 y Mariann 4A4, los cuales serán utilizados para ajustes de los cálculos petrofísicos.

3.3 CRITERIOS DE INCLUSIÓN Y EXCLUSIÓN DE LA MUESTRA

Los criterios de inclusión de la muestra son aquellos pozos que tengan pruebas de producción en la arenisca T superior o en la arenisca T inferior, que posean núcleo o registros de litológicos y de Saturación.

La exclusión de la muestra está dada por aquellos pozos que carezcan de pruebas de producción en el intervalo de la arenisca T o aquellos pozos que no posean la información requerida de los registros eléctricos.

3.4 TÉCNICAS

Las Técnicas que se utilizarán en el presente estudio son métodos Numéricos y simulaciones el software Geographix con su aplicación PrizM.

3.5 PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el procesamiento de datos se utilizarán las aplicaciones del Software Geographix como son Xsection, PRIZM, GeoAtlas, QueryBuilder, SeisVision y WellBase, así como también las hojas de cálculo de Microsoft Excel. Todas estas aplicaciones poseen licencias que son propiedad de la compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

El reservorio Arenisca “T” Superior hasta hace poco no era muy tomado en cuenta por la poca saturación de Hidrocarburos que mostraba luego de la evaluación petrofísica. 8Disparos para abrir esta zona se realizaron anterior al año 2012; únicamente uno de ellos no produjo resultados el cual fue el pozo Mariann 4A-3 (Sin embargo un análisis reciente sobre la producción de este pozo muestra que existe un problema mecánico, el mismo que produce que el agua de la Formación Tiyuyacu este cayendo a la zona de T Superior impidiendo la producción de la misma. Un trabajo de workover se realizará en este pozo, pues todo indica que contiene hidrocarburo), el resto produjeron petróleo liviano de 29° API o más y con un muy bajo corte de agua. En el año 2012 se realizaron 7 disparos, obteniendo de todos ellos resultados positivos (Cuadro 6).

POZOS	YACIMIENTO	DIAS TRABAJO	PRODUCCION DIARIA REAJUSTADA					BPPM REAJUSTADO	BAPM REAJUSTADO	mpcsM EAJUSTAD	PRODUCCION ACUMULADA			INITIAL PRODUCTION
			BFPD	BSW	BPPD	BAPD	GAS mpcs				PETROLEO ACUMULADO Barriles	AGUA ACUMULADA Barriles	GAS ACUMULADO mpcs	
CHORONGO ESTE 1	T SUP	11	280.56	56.80	121.19	159.37	16	1,388.69	1,826.08	185.00	24,036.45	20,158.44	3,156.00	17/2/2012
MARIANN 34	T SUP	31	215.80	12.63	188.54	27.27	24	5,829.01	842.96	756.00	36,296.65	5,641.62	4,661.00	3/6/2012
MARIANN 36	T SUP	31	313.88	72.24	87.13	226.75	11	2,701.01	7,029.18	346.00	6,842.56	21,681.89	872.00	22/7/2012
MARIANN 37	T SUP	15	296.05	13.79	255.22	40.83	32	3,807.04	609.02	483.00	20,747.54	3,575.00	2,682.00	19/6/2012
MARIANN 4A-7	T SUP	24	381.00	76.52	89.46	291.54	12	2,137.67	6,966.60	277.00	7,536.78	27,216.09	965.00	5/7/2012
MARIANN 17	T SUP	16	125.67	35.09	81.58	44.10	6	1,264.47	683.48	173.00	1,264.47	683.48	173.00	15/10/2012
MARIANN 6	T SUP	2	652	63.09	241	411	2	481.17	822.46	66.00	481.17	822.46	66	30/10/2012
											97,205.62			

Cuadro 6. Pozos con producción en la Arenisca T Superior.

(Fuente: Información interna Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

Luego de obtener estos datos se decidió analizar el verdadero potencial de este reservorio y solucionar el problema de la evaluación petrofísica, es decir modificar parámetros en las ecuaciones para determinar la real saturación de Hidrocarburos.

El presente estudio se centrará el análisis de “pozos tipo”, los mismos que fueron de gran ayuda para la calibración de la petrofísica, los mismos que constituyen: (Cuadro 7).

Pozo	Criterio
Mariann 9	Presencia de Núcleo en T superior
San José 1 (Fanny 74)	Presencia de Núcleo en T superior – Evaluación ELAN.
Chorongo Este 1	Registro litológico y de Saturación
Mariann 37	Disparo en T Superior y en T Inferior en diferentes momentos
Mariann 4A2	Evaluación ELAN (Litológico y Saturación) - Pruebas de Producción
Mariann 4A4	Evaluación ELAN (Litológico y Saturación) - Pruebas de Producción

Cuadro 7. Pozos tipo utilizados como referencia para la calibración del modelo petrofísico.

Los datos y mapas que a continuación se muestran fueron tomados de una zona identificada como ***zona glauconítica***. Esta zona del reservorio es objeto de nuestro estudio y excluye a la parte inferior del reservorio T superior. El por qué de la existencia de esta zona y su identificación a partir de registros de pozos será explicado más adelante.

4.1 POTENCIAL CUALITATIVO DEL RESERVORIO ARENISCA “T” SUPERIOR

4.1.1 Análisis de gas y muestras de petróleo manifestados en Mudlogs.

Generalmente esta herramienta es poco utilizada (Good, D., 2012); pero para el desarrollo de la presente investigación, esta ha sido un instrumento muy útil y valioso pues es uno de los pocos registros de pozos que mostró la presencia de hidrocarburo. Un ejemplo lo constituye el mudlog del pozo Chorongó Este 1 (Figura 23) que mostró la presencia de fair oil show y también la presencia de un alto contenido de gas que posea todos los elementos indicativos de una roca que posee petróleo.

En la figura 23 se aprecia además un registro tipo el cual muestra a la Caliza B como un claro marcador calcáreo, Arenisca “T” Superior como un paquete de areniscas intercaladas con lutitas o sedimentos más finos y la Arenisca “T” Inferior o principal como un estrato de areniscas limpias. En conjunto, estos estratos reflejan una sección de una secuencia transgresiva.

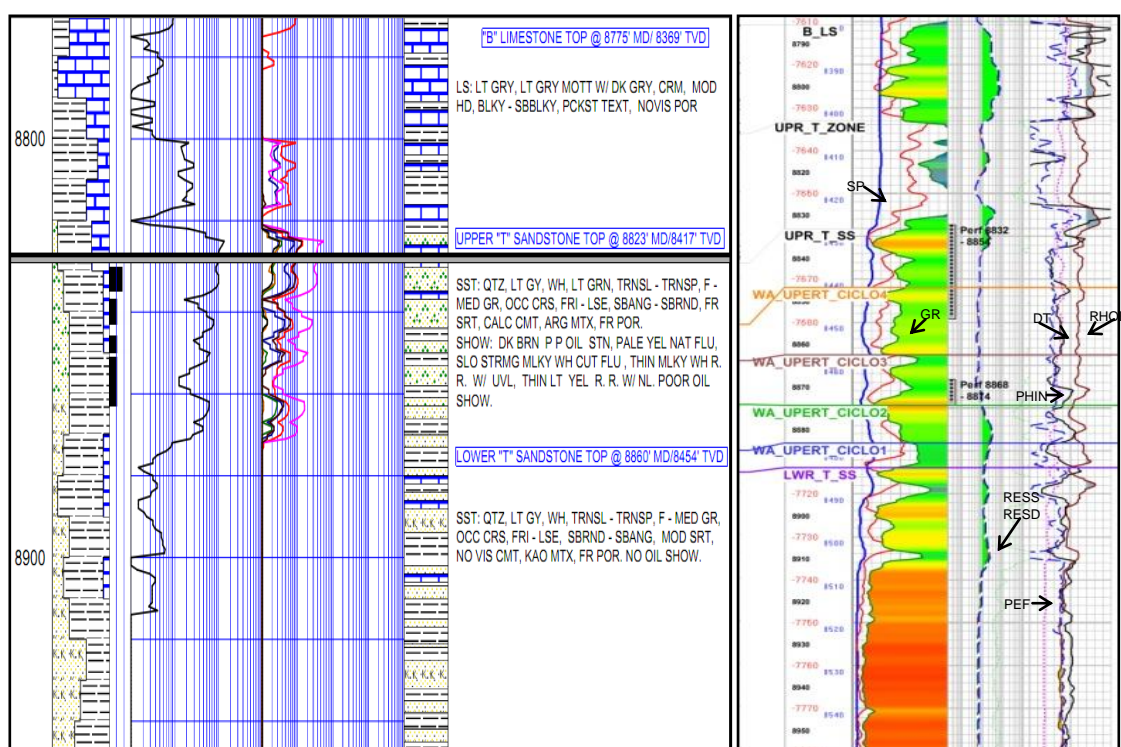


Figura 23. Mudlog y registro tipo del pozo Chorongó Este 1, mostrando la presencia de gas y muestras de petróleo en el reservorio Arenisca “T” Superior.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

Se procedió a extraer el promedio de gas total en el aire en unidades, en la zona de estudio para todos los pozos (69 pozos) en que se disponía de Mudlogs (Cuadro 8).

N	POZO	PROMEDIO DE GAS	MUESTRA DE PETRÓLEO	PROM. GAS-M. PETRÓLEO
1	MARIANN NORTE 01	70	1.5	105
2	FANNY 18B 20	100	1	100
3	MARIANN 35	100	1	100
4	MARIANN 32	100	1	100
5	FANNY 18B 128	300	0.3	90
6	MARIANN 24	80	1	80
7	MARIANN 4A 09	80	1	80
8	MARIANN 22	75	1	75
9	MARIANN 08	50	1.5	75
10	MARIANN 29	70	1	70
11	TARAPUY 01	35	2	70
12	MARIANN 21	65	1	65
13	SHIRLEY 01	60	1	60
14	FANNY 18B 147	50	1	50
15	CHORONGO ESTE 01	50	1	50
16	MARIANN 27	50	1	50
17	MARIANN 25	50	1	50
18	MARIANN 19	50	1	50
19	MARIANN 17	350	0.1	45
20	MARIANN 34	45	1	45
21	MARIANN 23	40	1	40
22	MARIANN 12	40	1	40
23	MARIANN 31	70	0.5	35
24	MARIANN 33	35	1	35
25	FANNY 18B 92	35	1	35
26	MARIANN 4A 08	30	1	30
27	MARIANN 10	30	1	30
28	SHIRLEY 02	30	1	30
29	MARIANN 4A 04	28	1	28
30	FANNY 18B 142	55	0.5	27.5
31	MARIANN 09	50	0.5	25
32	MARIANN 39	80	0.3	24
33	MARIANN 4A 06	20	1	20
34	SHIRLEY 03	18	1	18
35	MARIANN 4A 05	12	1.5	18
36	MARIANN 4A 02	12	1.5	18
37	MARIANN 37	17	1	17
38	FANNY 18B 148	30	0.5	15
39	MARIANN 30	15	1	15
40	DORINE 03	14	1	14
41	SAN JOSE 01	9	1.5	13.5
42	FANNY 18B 90	25	0.5	12.5
43	MAHOGANY 01	25	0.5	12.5
44	FANNY 18B 141	24	0.5	12
45	MARIANN 36	20	0.5	10
46	MARIANN 4A 01	10	1	10
47	SONIA 01	19	0.5	9.8
48	MARIANN 4A 07	30	0.3	9
49	FANNY 18B 135	70	1	7
50	DORINE 02	7	1	7
51	ANDES 01 ST	6	1	6
52	JOAN 02	4	1.5	6
53	FANNY 18B 129	45	0.1	4.5
54	TARAPOA SOUTH 01 ST	9	0.5	4.5
55	DORINE 06	8	0.5	4
56	MARIANN 4A 03	4	1	4
57	ALICE 01	7	0.5	3.5
58	CHORONGO 02	30	0.1	3
59	DORINE 10	6	0.5	3
60	MARIANN 18	25	0.1	2.5
61	MARIANN 4A 11	25	0.1	2.5
62	ESPERANZA 01	25	0.1	2.5
63	FANNY 18B 38	10	0.2	2
64	FANNY 18B 83	15	0.1	1.5
65	TUCAN 01	8	0.1	0.8
66	ALELUYA 01	11	0.1	0.5
67	ISABEL 01	2	0.2	0.4
68	MARIANN 04	3	0.1	0.3
69	CHORONGO 01	1	0.1	0.1

Cuadro 8. Unidades de gas total en el aire, muestras de petróleo y su producto.

(Fuente: Información recopilada de Andes Petroleum Ecuador Ltd. y procesada con el software GeoAtlas)

Así mismo también se utilizó las muestras de petróleo manifestadas en estos registros. Para lograr esto se procedió a categorizar, según la nomenclatura que asigna la empresa de Mud Logging, la

diferente intensidad de reacción que muestra el ripio de perforación al ser expuesta a luz ultravioleta (Cuadro 8) como se muestra a continuación:

- 0.5 Pobre muestra de petróleo (Poor oil show)
- 1.0 Equilibrada muestra de petróleo (Fair oil show)
- 1.5 Buena muestra de petróleo (Good oil show)

A continuación se procedió a generar mapas de todo el bloque de promedio de gas y de muestras de petróleo (Anexo A-1, Anexo A-2).

Para obtener anomalías mucho más claras se combinaron la información tanto de gas como muestras de petróleo. Esto se realizó multiplicando el gas total en el aire por el valor asignado a las muestras de petróleo (Cuadro 8).

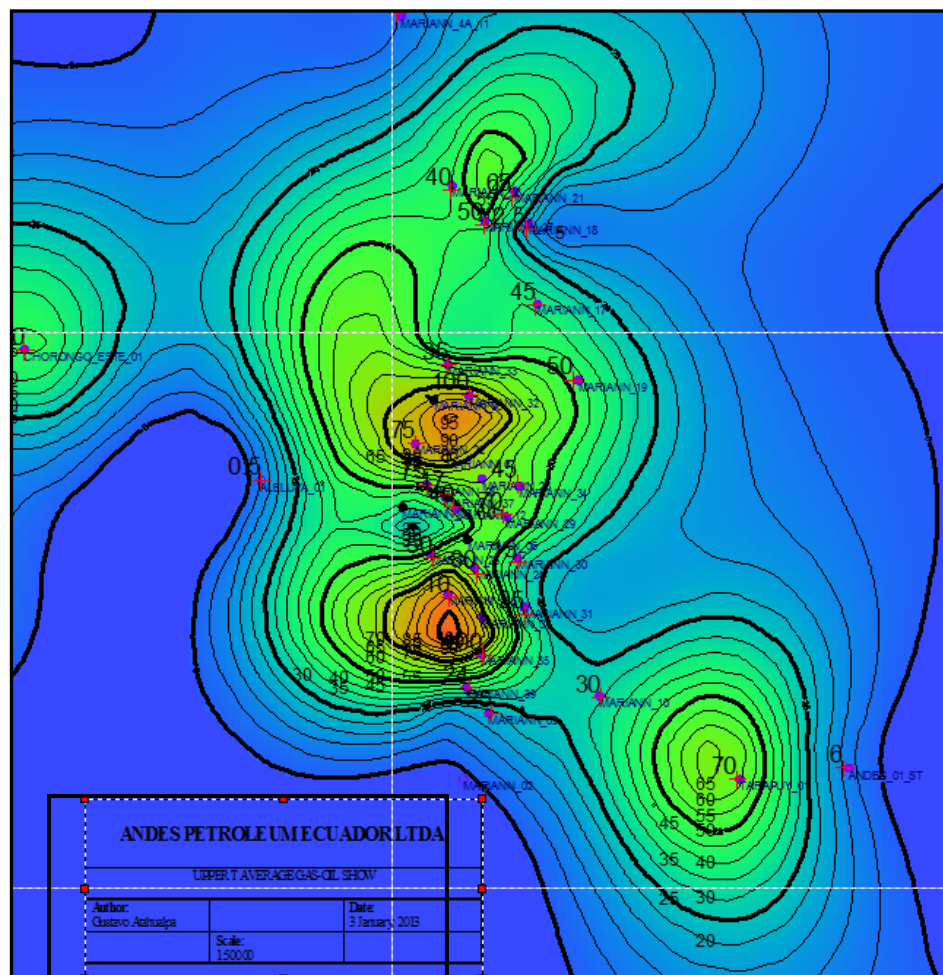


Figura 24. Mapa de promedio de gas – Muestra de petróleo para el campo Mariann.
(Datos Generados e interpretados por Gustavo Atahualpa con el software Geographix).

Con el producto de estos dos datos se obtuvieron anomalías que representaban mayor concentración de gas y muestras de petróleo como lo muestra la Figura 24 en donde se aprecia valores anómicos para los pozos Mariann 35, Mariann 24, Mariann 25, Mariann 29, Mariann 22, Mariann 32, Mariann 19, Mariann 21, Mariann 27.

A partir del mapa promedio de gas – muestra de petróleo (Figura 25) se obtuvieron varias anomalías ubicadas a lo largo del bloque que justifican y ratifican la presencia de hidrocarburo mostradas en las pruebas de producción. Para poder escoger pozos que representen interés, se tomó como referencia al pozo Chorongó Este 1 que posee 50 unidades y se elaboró una lista de pozos los cuales contienen valores iguales o superiores a esta cantidad (Cuadro 8), dando como resultado 18 pozos con alto potencial para la producción de hidrocarburo.

Entre estos se destacan los pozos: Mariann Norte 1, Mariann 35, Mariann 32, Fanny 18B-20, Fanny 18B-128, Mariann 4A-9, Mariann 24, Mariann 22, Mariann 8, Mariann 29, Mariann 15, Mariann 21, Shirley 1, Mariann 27, Mariann 25, Mariann 19 y Fanny 18B-147.

De estos datos se puede observar que la mayor concentración de pozos con anomalías se produce en el campo Mariann, sin embargo si se analiza solamente el mapa de muestras de petróleo (Anexo A-2) se llega a la conclusión que el campo con mayor anomalía es Mariann 4A, este hecho se podrá confirmar con el mapa de BOPD.

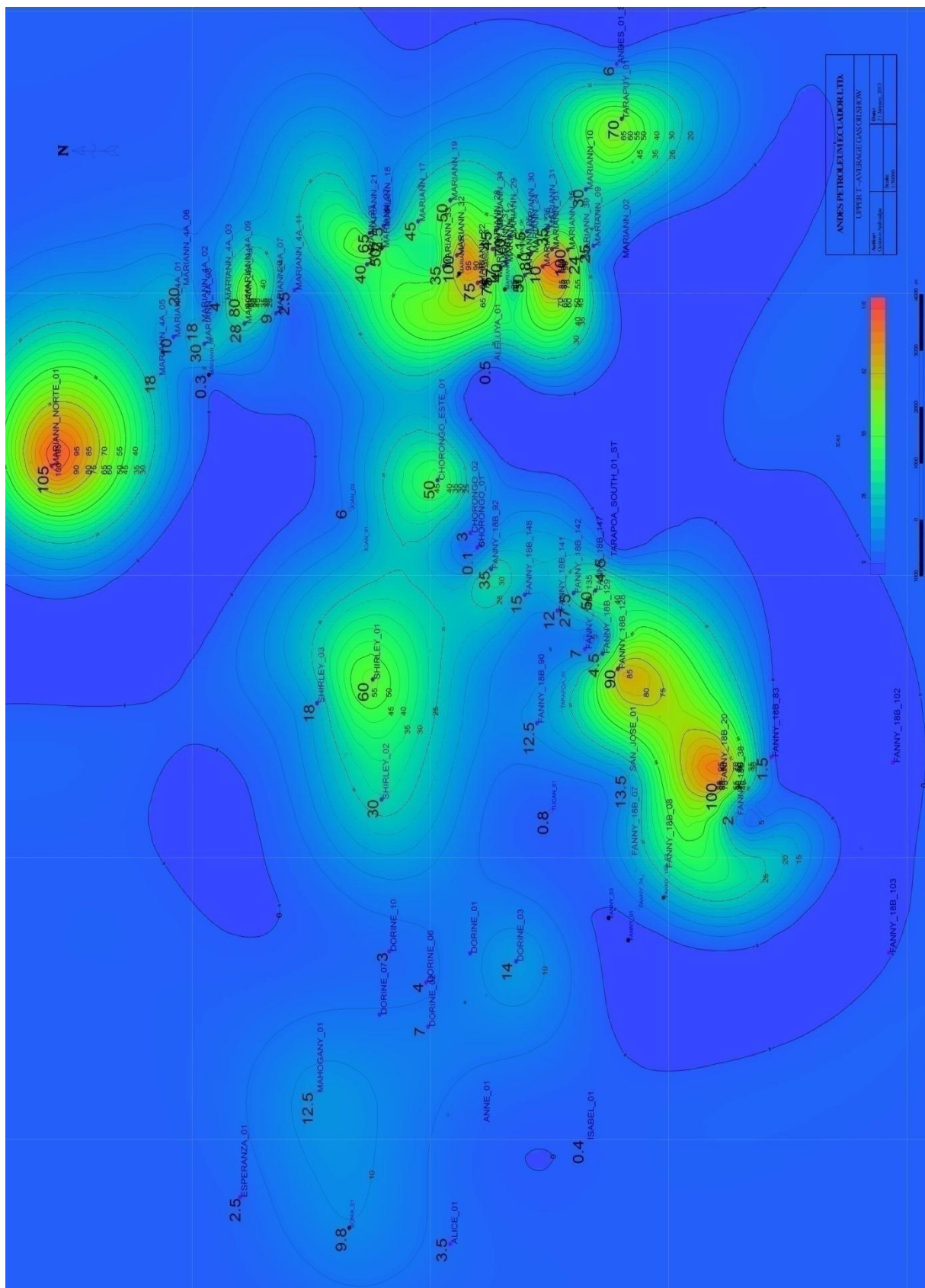


Figura 25. Mapa de promedio de gas – Muestras de petróleo para el bloque Tarapoa.
(Generados e interpretados por Gustavo Atahualpa con el software GeoAtlas)

Cabe señalar que estos resultados solo se deben tomar en cuenta como referencia y para evaluar opciones, pues es obvio que el mayor peso en la generación de anomalías está dado por la presencia de gas, y una mayor o menor presencia de gas está sujeta a la tasa de penetración durante la perforación (ROP).

Los resultados muestran que, sin lugar a dudas existe la presencia de hidrocarburos en el reservorio Arenisca “T” Superior y que el siguiente paso es cuantificarlo desde el punto de vista petrofísico.

4.1.2 Análisis de Barriles de Petróleo Producidos (BPPD).

Otra manera de analizar el potencial que tiene este reservorio es analizar la producción de petróleo de los pozos que han sido disparados en este intervalo, para lo cual se recolectó los datos obtenidos de las pruebas de producción.

Se procedió a generar un mapa (Figura 26) de Barriles de Petróleo por día (BOPD) y se lo superpuso en un mapa estructural. A partir de esto se evidenció que la acumulación de petróleo no está ligada exclusivamente al aspecto estructural y que existe otro factor que está afectando una mayor o menor presencia de hidrocarburo en determinada zona, el mismo que será analizado posteriormente.

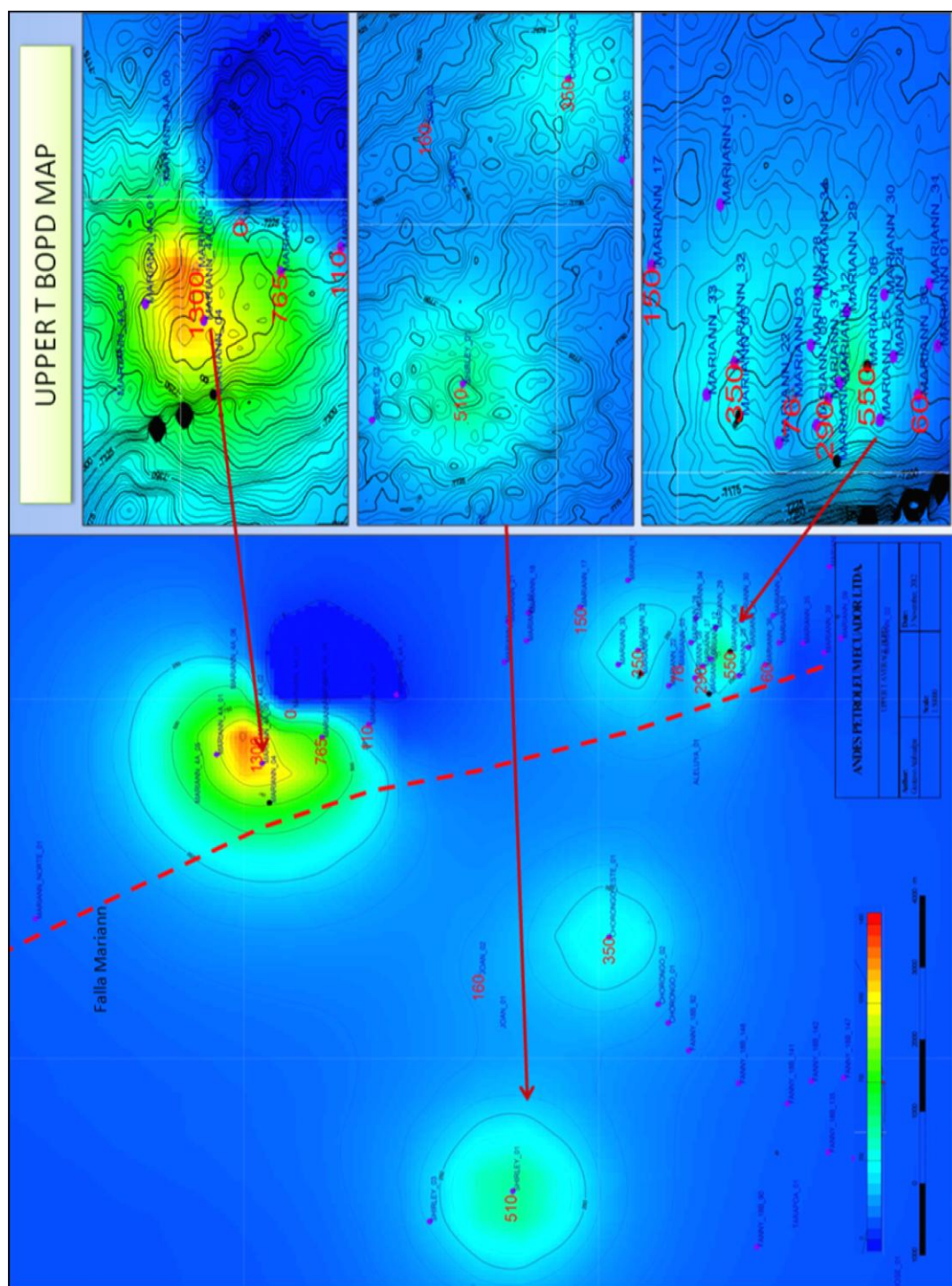


Figura 26. Mapa de Barriles de Petróleo por Día en pozos con pruebas de producción en el bloque Tarapoa.
(Generados e interpretados por Gustavo Atahualpa con el software GeoAtlas)

4.1.3 Análisis de las Resistividades en la zona de reservorio.

El pozo Chorongó Este 1 produjo inicialmente un promedio de 350 BOPD. El relacionar este valor con su promedio de resistividad, que resulta ser 11.01 Ωm , hace posible estimar los pozos que tienen semejante resistividad o la sobrepasan y de esta manera evaluar pozos que puedan tener características similares.

Con este objetivo se elaboró un mapa que represente este promedio de resistividades en todo el bloque y se obtuvo que el número de pozos que sobrepasan este promedio son 48, esto nos ayuda a ratificar que el reservorio arenisca T Superior tiene un alto potencial para la producción de hidrocarburos. Además se observa que las mayores resistividades se registran al norte y al este del bloque donde se registran las estructuras más altas (Figura 27).

En el análisis del mapa hay que tomar en cuenta la existencia de zonas de calcoarenitas, las mismas que aumentan el promedio de resistividad dependiendo de su volumen, sin embargo este fenómeno se reproduce en la mayoría de los pozos y en Chorongó Este 1 no fue la excepción, así que el mapa reproduce el mismo comportamiento y es una buena fuente de información a la hora de evaluar el reservorio.

Además de la interpretación de estos datos se puede decir que la resistividad para que un pozo resulte productor (cut off) es entre 9.5 y 11 Ωm .

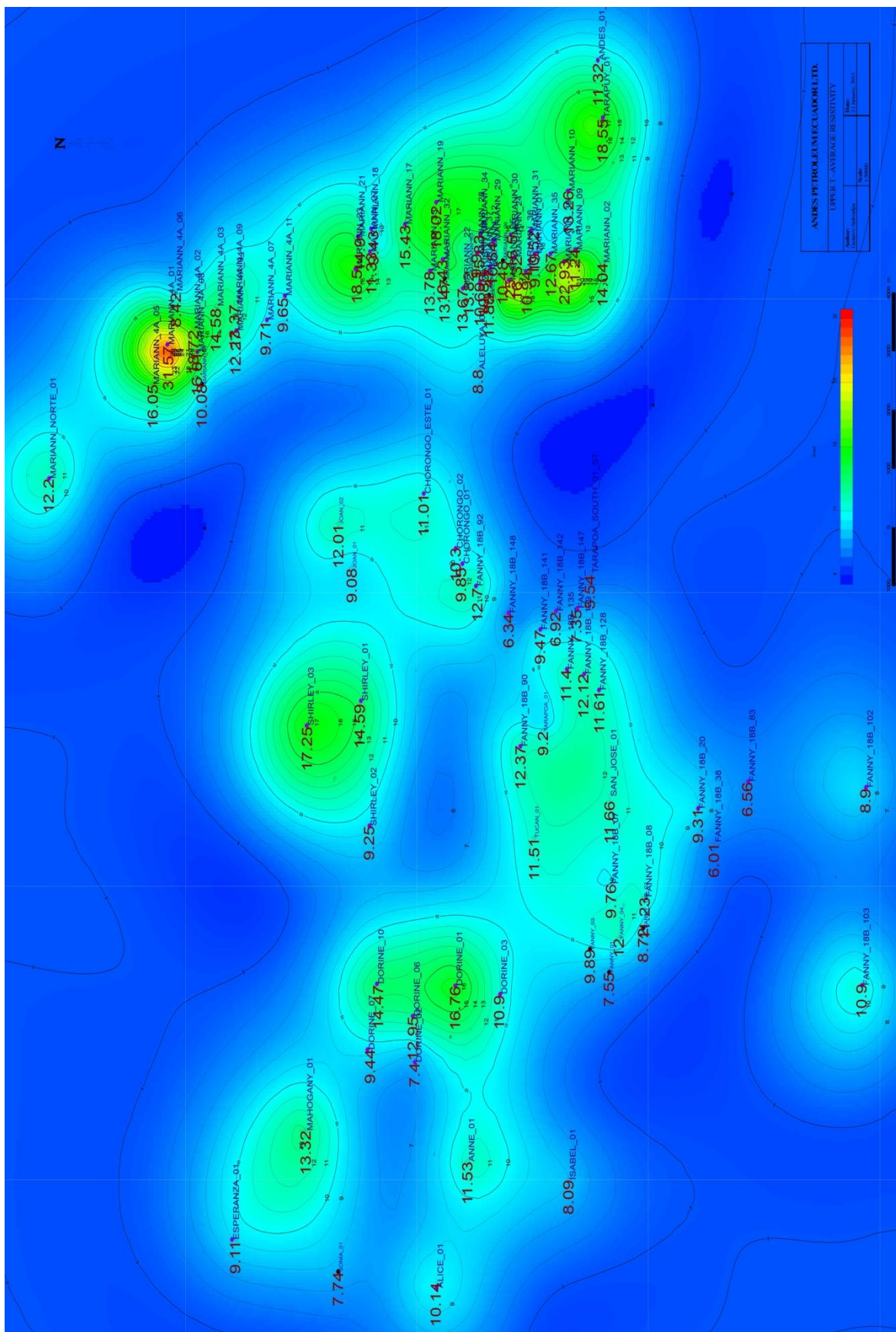


Figura 27. Mapa de promedio de resistividades en el bloque Tarapoa.

(Generados e interpretados por Gustavo Atahualpa con el software GeoAtlas)

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA GLAUCONITA EN EL RESERVORIO ARENISCA “T” SUPERIOR.

Una vez que se ha descrito el potencial que tiene el reservorio “T” superior en el bloque Tarapoa se procedió a analizar la distribución de la glauconita y el real efecto que está generando en las propiedades físico - mecánicas del reservorio.

4.2.1 Correlación de secciones estructurales.

Estas correlaciones fueron llevadas a cabo con (2) dos objetivos principalmente:

- Identificación del tope y la base de la arenisca “T” Superior.
- Dividir al reservorio en zonas o ciclos.

4.2.1.1 Identificación del tope y la base de la arenisca “T” Superior.

Según la interpretación estratigráfica realizada en todos los registros de pozos, la secuencia T Inferior termina en una sucesión de lutitas (típica en una secuencia transgresiva) interpretada como una superficie de máxima inundación (Figura 28, Figura 29). Además se notó que la arenisca T Superior termina con la aparición de un pequeño estrato calcáreo de espesor inferior a 6 pies.

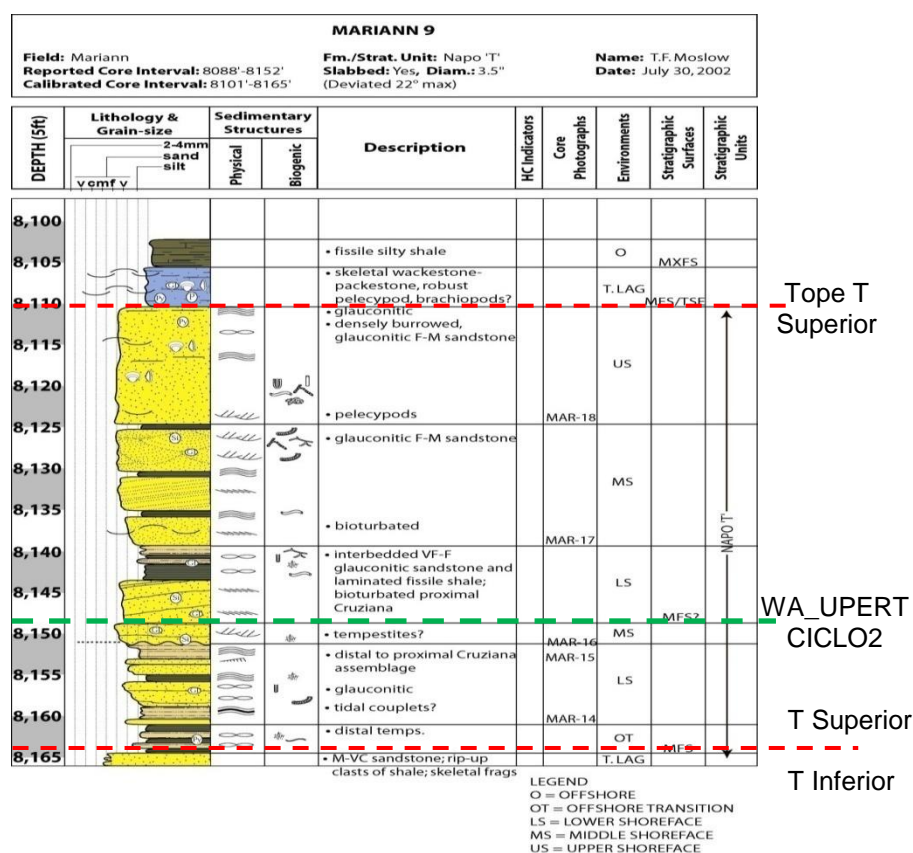


Figura 28. Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo Mariann 9 en la zona de la arenisca T Superior. (Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Interpretada por Moslow, 2002)

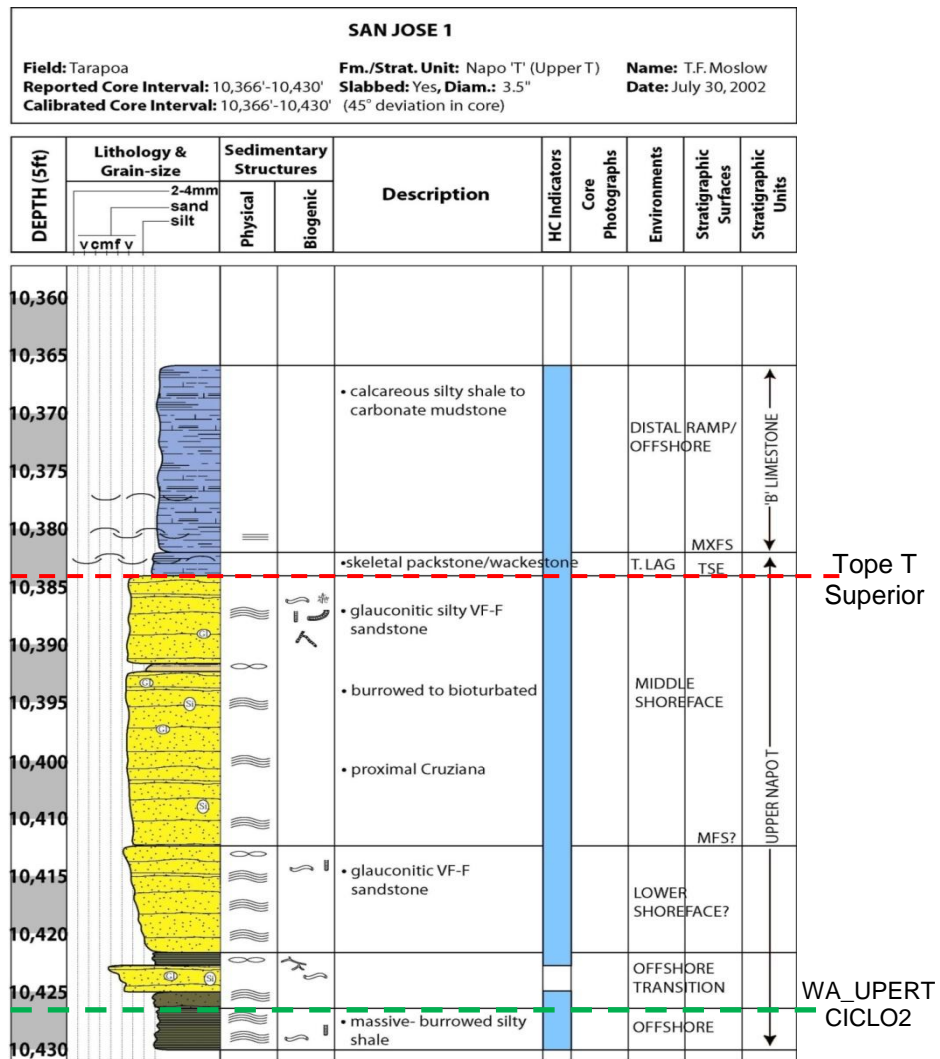


Figura 29. Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo San José 1(Fanny 74) en la zona de la arenisca T Superior.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Interpretada por Moslow, 2002)

4.2.1.2 División del reservorio en zonas o ciclos.

Con el objetivo de identificar zonas con mayor o menor depositación de glauconita se decidió realizar correlaciones entre los 89 pozos que constituyen el bloque. Estas correlaciones representan semejanzas en tiempo de depositación más que en litología (no tienen ninguna relación con los cinco ciclos sedimentarios identificados en la Cuenca Oriente del Ecuador), por esta razón se tomó como referencia posibles marcadores manifestados en el registro de densidad fundamentalmente y de una manera secundaria se utilizó el registro del factor fotoeléctrico, sónico, de rayos gamma, neutrón, y de resistividad en ese orden de importancia.

Se identificó 4 marcadores que aparentemente se repiten en la mayoría de registros (Figura 30). Estos marcadores fueron nombrados como: WA_UPERT_CICLE1, WA_UPERT_CICLE2, WA_UPERT_CICLE3, WA_UPERT_CICLE4 (Figura 30).

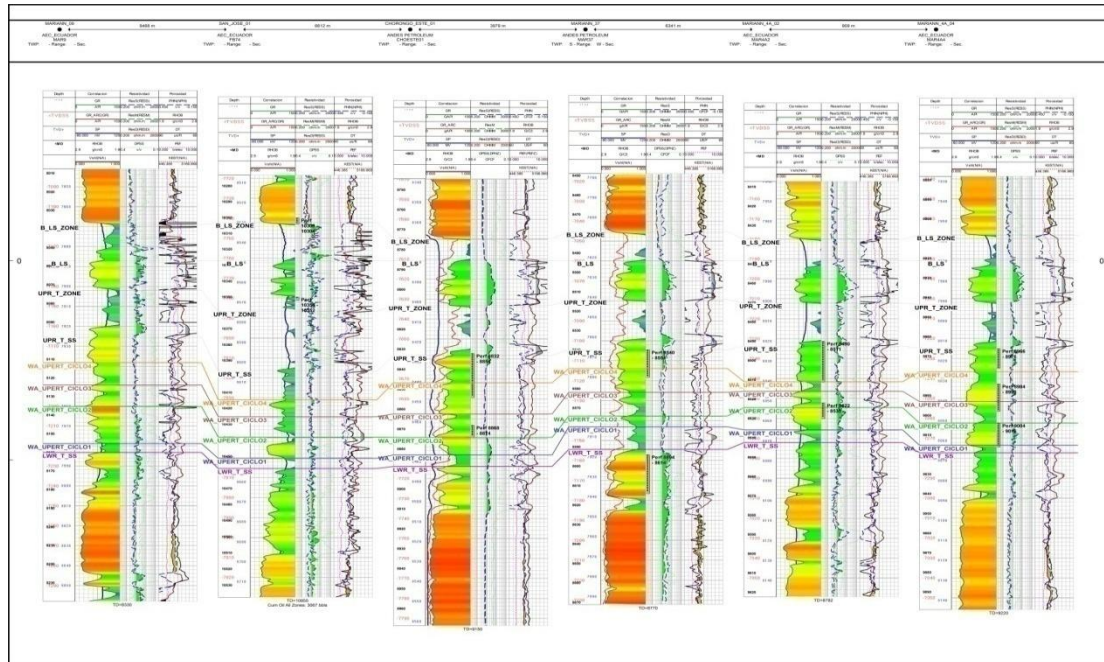


Figura 30. Correlación en tiempo de pozos tipo donde se muestra el tope y la base del reservorio Arenisca “T” Superior y los diferentes ciclos identificados con datum al tope de la Caliza B.
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PrizM)

Luego de analizar mudlogs(Anexo A-3) y de observar los núcleos se llegóa a la conclusión de que a cierta profundidad había un cambio drástico en la cantidad de glauconita (Figura 31).



Figura 31. Cambio de concentración del mineral Glauconita en el núcleo del pozo Mariann 9.

De la interpretación del núcleo Mariann 9 y San José 1, se descubrió que esta profundidad correspondía a una zona intermedia de un ambiente depositacional de lower shoreface (frente de playa bajo) y que en ciertos pozos esta zona se manifiesta como un intervalo de tempestitas, las cuales se caracterizan por depositarse en un periodo de gran energía y que no registran mayor presencia de glauconita.

Este cambio en el volumen de glauconita observado en núcleos y en mudlogscoincidió con el marcador WA_UPERT_CICLO2. Este marcador representa un pico en el registro de densidad y un incremento en la curva del factor fotoeléctrico (PEF).

Por este motivo todos los cálculos y modificaciones en las ecuaciones petrofísicas se aplican en el intervalo WA_UPERT_CICLO2 al tope de la arenisca “T” Superior llamada GA_GLAUC_ZONE_UPPERT (*Zona glauconítica T Superior*).

4.2.2 Análisis petrográficos a partir de secciones delgadas.

La interpretación de secciones delgadas fue fundamental al momento de caracterizar la arenisca glauconítica “T” Superior. Para ello se utilizó las fotografías de secciones delgadas y sus correspondientes interpretaciones realizadas de los núcleos Mariann 9 y San José 1.

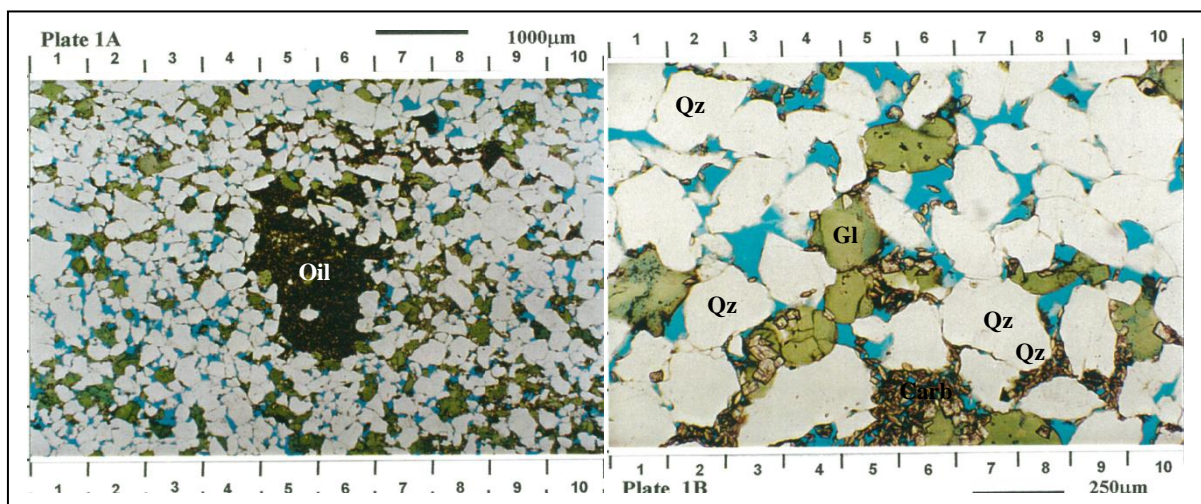
4.2.2.1 Descripción Petrográfica del Núcleo Mariann 9

Intérprete: Corelab, 2000

Lámina #1:

Profundidad: 8106.20 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

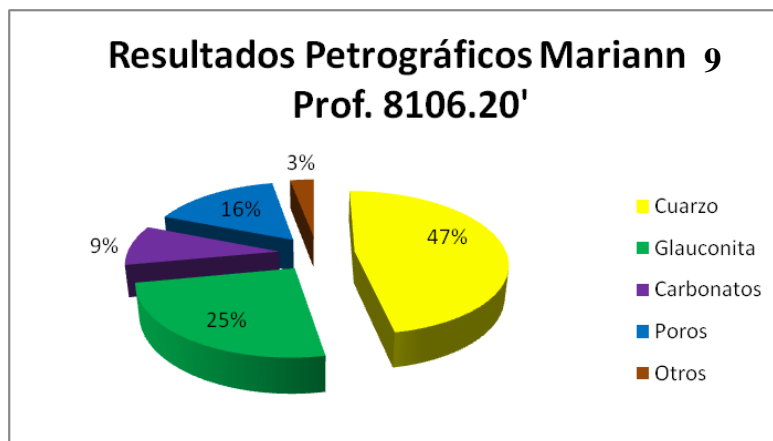


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano fino a muy fino, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada. Sorteo moderado a localmente pobre. Pobre empaquetamiento.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	45-50%	Monocrystalino
Glauconita:	25%	Tam. Limo-arenisca fina. Los pellets mantienen localmente su forma redondeada, aunque en ciertas ocasiones se observa unaligera compactación que forma pseudomatriz que ocluye los poros.
Feldespatos:	1%	Plagioclase alterada, muscovita y biotita.
Carbonatos:	9%	Siderita (6%), dolomita (3%)
Cuarzo:	3-4%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	1-2%	



Características del reservorio:

Porosidad 15-18%: Primaria, visualmente muy buena.

Permeabilidad: Visualmente muy buena debido a la presencia de macroporos interconectados. La permeabilidad esta localmente reducida por lapresencia de la pseudomatriz glauconita y fases de carbonatos.

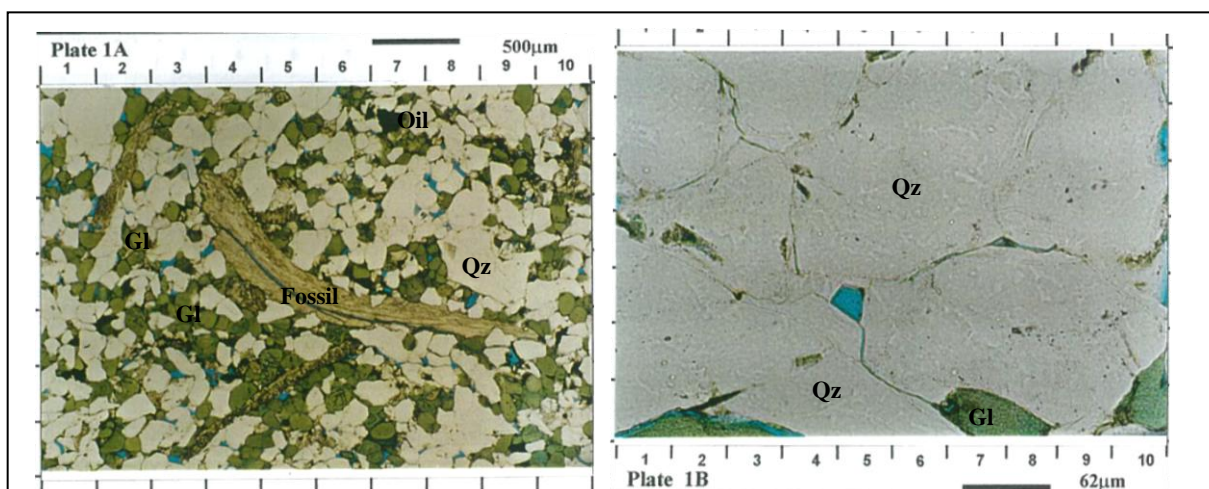
4.2.2.2 Descripción Petrográfica del Núcleo San José 1

Intèrprete: Corelab, 2000

Lámina #2:

Profundidad: 10386.6 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

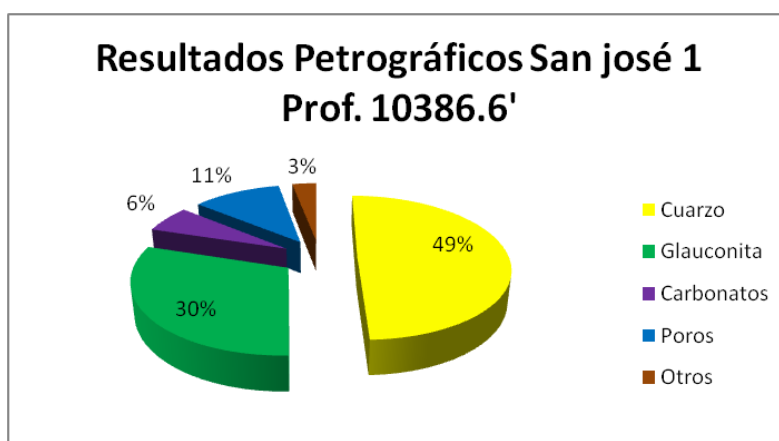


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano fino a muy fino, la glauconita es redondeada y deformada. Sorteo localmente pobre a moderadamente bueno. Empaquetamiento moderado.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	40-45%	Monocristalino
Glauconita:	30%	Tam. Limo-arenisca fina. Los pellets mantienen localmente su forma redondeada, aunque en ciertas ocasiones se observa unaligera compactación y deformación que forma pseudomatrix que ocluye los poros.
Arcillas:	2%	
Carbonatos:	5-6%	Calcita (4%), dolomita (1%), Siderita (Trz.)
Cuarzo:	3-4%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	1%	



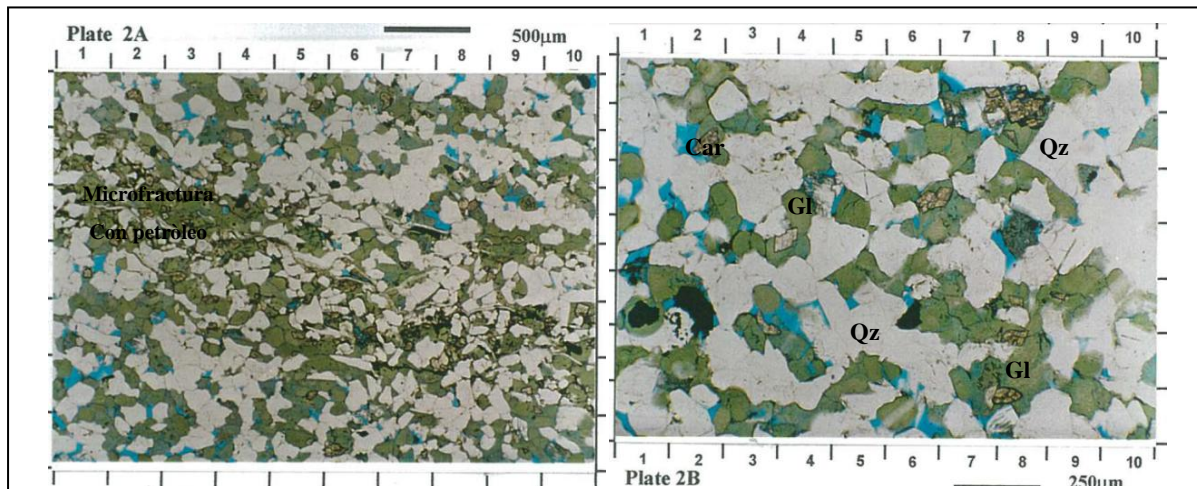
Características del reservorio:

Porosidad	10-12%:	Primaria, visualmente pobre a moderada.
Permeabilidad:		Pobre debido a la poca presencia de macroporos interconectados. Las gargantas porales están comúnmente bloqueadas por sobrecrecimiento de cuarzo, mientras que los poros han sido destruidos por la pseudomatrix glauconítica deformada.

Lámina #3:

Profundidad: 10388.6 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

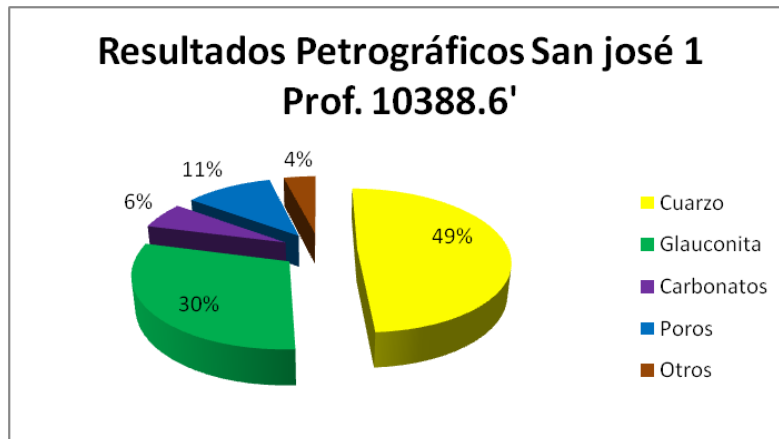


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano fino a muy fino, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada. Sorteo moderadamente bueno a bueno. Empaquetamiento moderadamente pobre.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	45%	Monocristalino
Glauconita:	30%	Tam. Limo-arenisca fina. Los pellets mantienen localmente su forma redondeada, aunque en ciertas ocasiones se observa una ligera compactación que forma pseudomatriz que ocluye los poros.
Feldespatos:	1%	
Arcillas:	2%	
Carbonatos:	5-6%	Dolomita (4%), siderita (2%), calcita (Tr)
Cuarzo:	4%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	Tr %	



Características del reservorio:

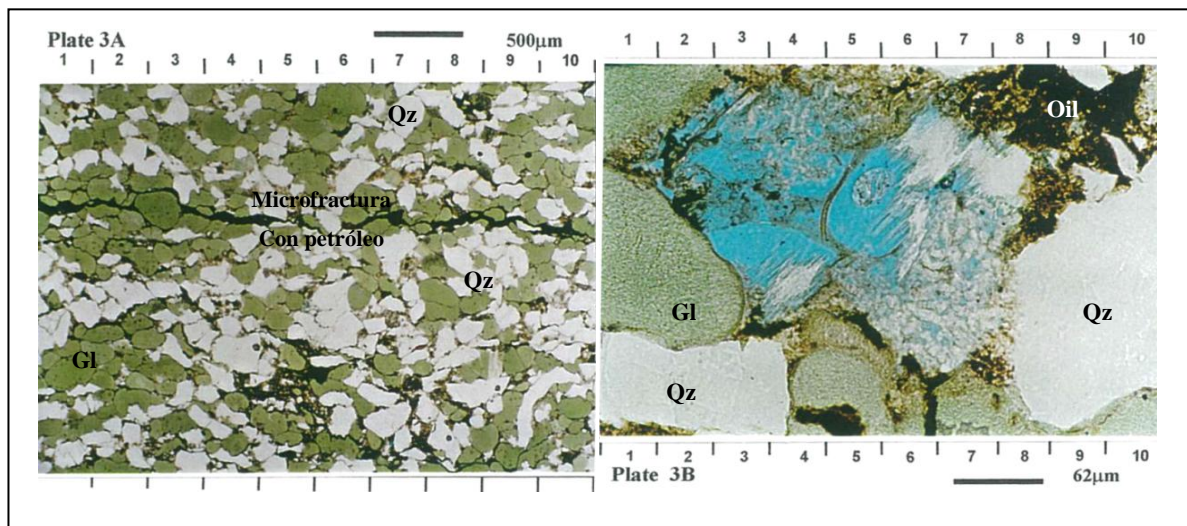
Porosidad 11%: Primaria, visualmente muy buena.

Permeabilidad: Pobre debido a la poca presencia de macroporos interconectados. Las gargantas porales están comúnmente bloqueadas por sobrecrecimiento de cuarzo, mientras que los poros han sido destruidos por la pseudomatrix glauconítica deformada.

Lámina #4:

Profundidad: 10394.6 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

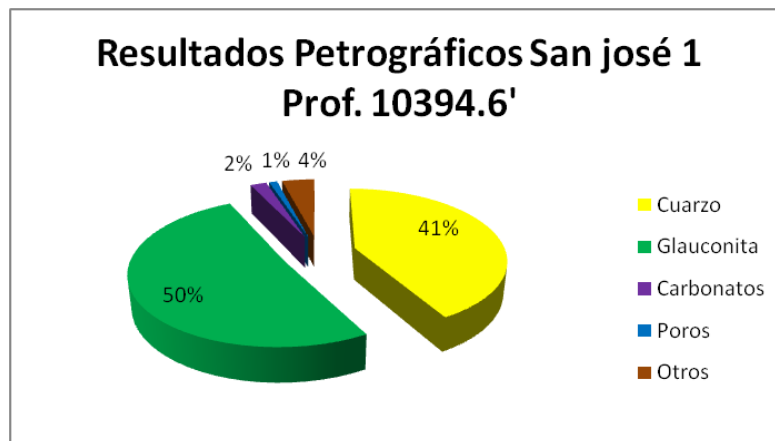


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano fino a muy fino, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada, comparte el mismo tamaño que el cuarzo. Los granos son subredondeados a subangulares. Sorteo moderadamente bueno. Empaquetamiento apretado a muy apretado.

Minerales detríticos:

Glauconita:	50%	Tam. Arenisca fina a muy fina. Los pellets glauconíticos han sufrido un moderado grado de compactación/deformación resultando en la formación de una pseudomatriz que ocluye los poros.
Cuarzo:	40%	Monocristalino.
Feldespatos:	1%	
Arcillas:	2%	Principalmente muscovita y biotita alterada.
Carbonatos:	2-3%	Siderita (2%), dolomita (Tr), calcita (Tr)
Cuarzo:	1%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	Tr	
Kaolinita:	Tr	

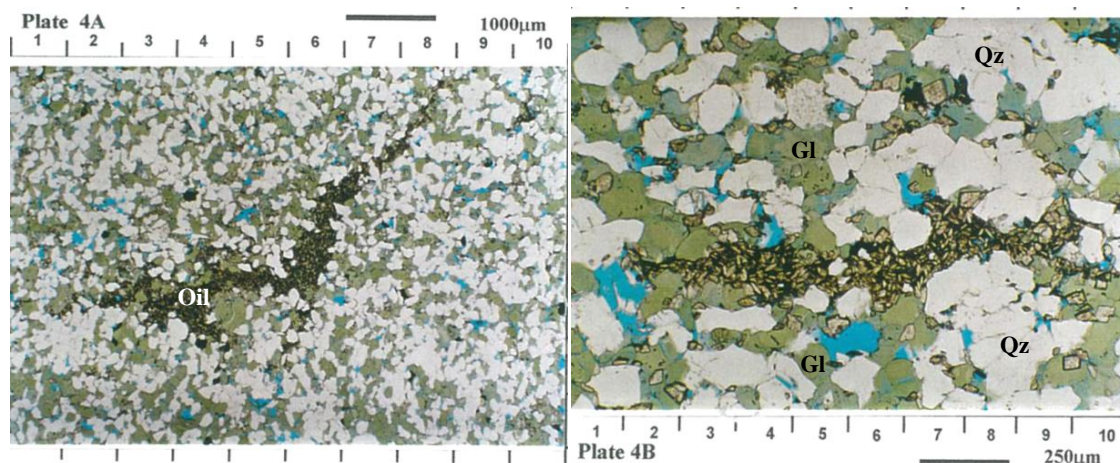
**Características del reservorio:**

Porosidad:	Trazas	Visualmente despreciable a muy pobre. Las trazas de porosidad ocurre principalmente por la disolución de feldespatos.
Permeabilidad:		Despreciable, debido a la falta de macroporos abiertos. La abundante pseudomatriz glauconítica ha ocluido completamente los poros primarios, destruyendo totalmente la calidad del reservorio en esta muestra.

Lámina #5:

Profundidad: 10404.5 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

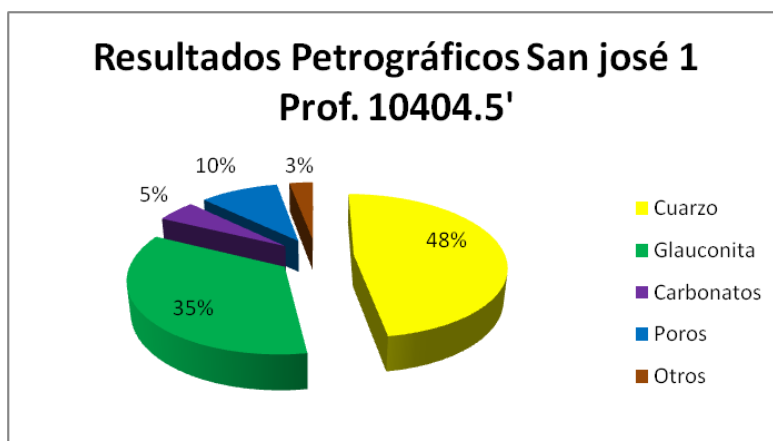


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano muy fino de forma de grano subangular a redondeado, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada. Sorteo moderadamente bueno a bueno. Moderadamente apretado a apretado.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	45%	Monocristalino
Glauconita:	35-40%	Abundante, Tam. areniscamuy fina a fina. Los pellets están moderadamente deformados formando localmente una pseudomatriz que ocluye/destruye los poros.
Feldespatos:	1%	Principalmente plagioclasa alterada.
Arcillas:	Tr	Muscovita y biotita.
Carbonatos:	5%	Siderita (3%), dolomita (2%), calcita (Tr).
Cuarzo:	3%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	1%	
Kaolinita:	Tr	



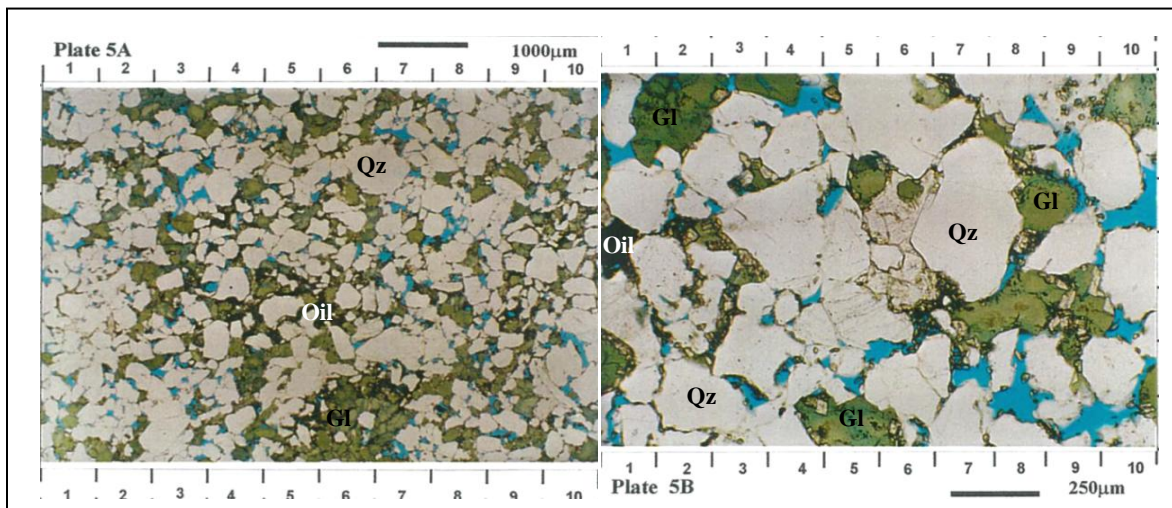
Características del reservorio:

Porosidad	10%:	Primaria, visualmente pobre a moderada.
Permeabilidad:		Pobre a muy pobre debido a la falta de macroporos interconectados. La calidad del reservorio ha sido significativamente reducida por la presencia de pseudomatriz glauconítica.

Lámina #6:

Profundidad: 10411.5 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.



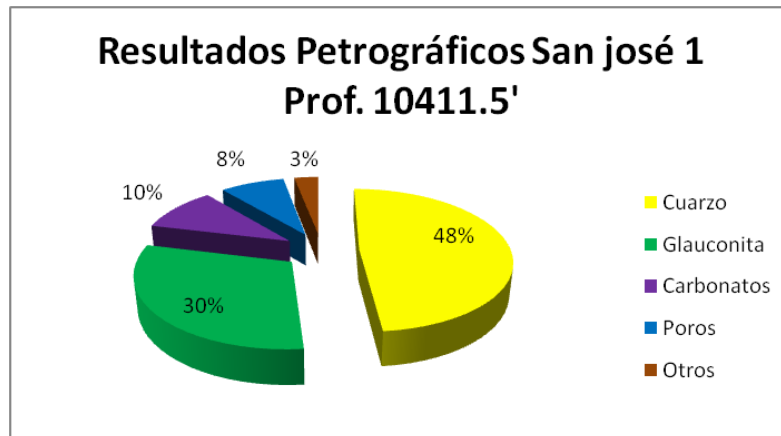
Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glauconítica de tamaño de grano fino a medio de forma angular a subredondeado, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada. Sorteo bimodal, pobre a moderado. Empaquetamiento moderadamente apretado a apretado.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	45%	Monocristalino
Glauconita:	30%	Presente en grupos. Tam. Arenisca muy fina a fina. Los pellets están moderadamente deformados formando localmente una pseudomatriz que ocluye/destruye los poros.
Arcillas:	2%	

Feldespatos:	1%	
Carbonatos:	10%	Siderita (5%), calcita (3%), dolomita (2%)
Cuarzo:	3%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	Tr	



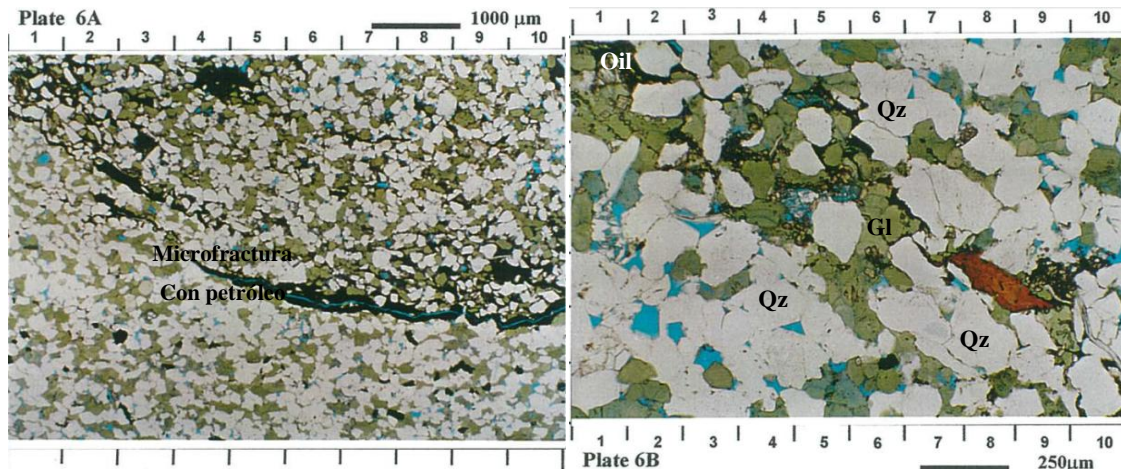
Características del reservorio:

Porosidad:	5-10%	Primaria, visualmente pobre a moderada.
Permeabilidad:		Pobre debido a que la mayoría de poros aparecen aislados. La calidad del reservorio ha sido significativamente reducida por la presencia de pseudomatriz glauconítica, cemento calcáreo y sobrecrecimientos de cuarzo.

Lámina #7:

Profundidad: 10415.5 ft (MD)

Clasificación (Nagtegaal): Cuarzo arenita Glauconítica.

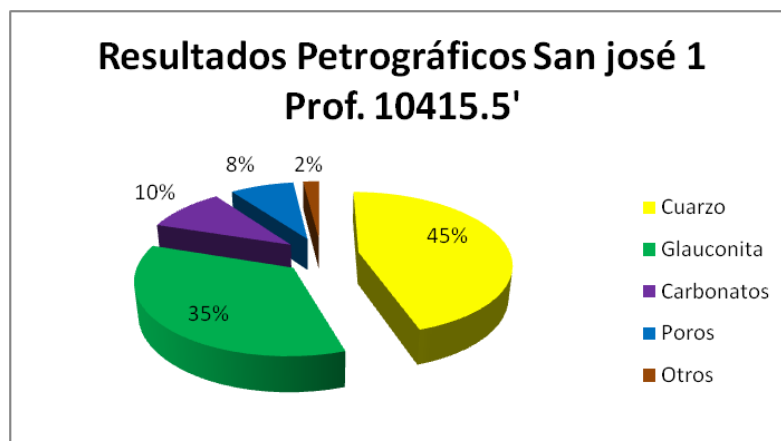


Textura depositacional:

Cuarzo Arenita Glaucónítica de tamaño de grano muy fino a fino de forma angular a redondeado, la glauconita es redondeada y ligeramente deformada. Sorteo moderadamente bueno a bueno. Empaquetamiento moderadamente apretado.

Minerales detríticos:

Cuarzo:	45%	Monocristalino
Glaucónita:	35%	Tam. arenisca fina a limo. Los pellets mantienen localmente su forma redondeada, aunque en ciertas ocasiones se observa una ligera compactación que forma pseudomatriz que ocluye los poros.
Feldespatos:	1%	Plagioclasa alterada.
Arcillas:	Tr	
Carbonatos:	10%	Siderita (7%), dolomita (2%), calcita (1%)
Cuarzo:	3%	Autígeno con sobrecrecimientos.
Pirita:	1%	
Kaolinita	Tr	



Características del reservorio:

Porosidad: 5-10% Primaria, visualmente pobre a moderada.

Permeabilidad: Muy pobre debido a que la mayoría de poros están aislados o pobremente interconectados. La calidad del reservorio ha sido significativamente reducida por la presencia de pseudomatriz glauconítica y cemento calcáreo.

4.3 AFECCIÓN DE LA GLAUCONITA A LOS DATOS OBTENIDOS DE REGISTROS DE POZOS

Para poder apreciar la influencia de la glauconita en los registros de pozos es necesario observar las características que posee (Figura 32).

MATRIX ROCK PARAMETERS											
	PHIN	DENS g/cc	DTC usec/m	DTC usec/ft	PE	Uma	MIth	NIth	Alth	KIth	Plth
Salt Wtr	1.050	1.10	616	188							
Fresh Wtr	1.000	1.00	656	200							
Quartz	-0.028	2.65	182	55.5	1.82	4.82	0.876	0.623	1.605	1.406	1.103
Calcite	0.000	2.71	155	47.2	5.09	13.79	0.893	0.585	1.710	1.528	2.977
Dolomite	0.005	2.87	144	43.9	3.13	8.98	0.835	0.532	1.879	1.569	1.674
Anhydrite	0.002	2.95	164	50.0	5.08	14.99	0.769	0.512	1.954	1.503	2.605
Gypsum	0.051	2.35	172	52.4	4.04	9.49	1.093	0.703	1.422	1.555	2.993
Muscovite	0.165	2.83	155	47.2	2.40	6.79	0.835	0.456	2.192	1.829	1.311
Biotite	0.225	3.20	182	55.5	8.59	27.49	0.657	0.352	2.839	1.865	3.905
Kaolinite	0.491	2.64	211	64.3	1.47	3.88	0.827	0.310	3.222	2.666	0.896
Glauconit	0.175	2.83	182	55.5	4.77	13.50	0.790	0.451	2.218	1.752	2.607
Illite	0.158	2.77	211	64.3	3.03	8.39	0.767	0.476	2.102	1.612	1.712
Chlorite	0.428	2.87	182	55.5	4.77	13.69	0.773	0.306	3.269	2.527	2.551
Montmori	0.115	2.62	212	64.6	1.64	4.30	0.836	0.546	1.831	1.530	1.012
Barite	0.002	4.08	229	69.8	261	1065	0.423	0.324	3.086	1.305	84.74
Albite	0.013	2.58	155	47.2	1.70	4.39	0.967	0.625	1.601	1.548	1.076
Anorthite	-0.018	2.74	148	45.1	3.14	8.60	0.890	0.585	1.709	1.522	1.805
Orthoclas	-0.011	2.54	226	68.9	2.87	7.29	0.851	0.656	1.523	1.297	1.864
Siderite	0.129	3.91	144	43.9	14.30	55.91	0.536	0.299	3.341	1.792	4.914
Ankerite	0.057	3.08	150	45.7	8.37	25.78	0.742	0.453	2.206	1.636	4.024
Pyrite	-0.019	5.00	130	39.6	16.40	82.00	0.401	0.255	3.925	1.574	4.100
Fluorite	-0.006	3.12	150	45.7	6.66	20.78	0.728	0.475	2.107	1.534	3.142
Halite	-0.010	2.03	219	66.7	4.72	9.58	1.877	0.981	1.020	1.914	4.583
Sylvite	-0.041	1.86	242	73.8	8.76	16.29	1.468	1.210	0.826	1.213	10.18
Carnalite	0.584	1.56	256	78.0	4.29	6.69	2.178	0.743	1.346	2.932	7.661
Anthracit	0.414	1.47	345	105.2	0.20	0.29	2.018	1.247	0.802	1.619	0.426
Lignite	0.542	1.19	525	160.0	0.25	0.30	2.105	2.411	0.415	0.873	1.316

* Multiply DENS (g/cc) by 1000 to get Kg/m3 where needed

Figura 32. Propiedades de la Glauconita y de otros minerales.
(Tomado de CRAIN'S PETROPHYSICAL HANDBOOK)

Tomar en cuenta que estos datos representan un promedio de varios valores obtenidos, los mismos que tienen un rango de variación grande en la glauconita.

4.3.1 Registro de Gamma Ray

Como se pudo observar en el cuadro 4, el valor de gamma ray para la glauconita es de 78.3 API lo cual produce un aumento en los valores del registro de gamma ray.

Este incremento causado por la glauconita provoca que el volumen de arcilla sea sobrestimado si se aplica la ecuación tradicional para el cálculo del V_{shl} (9). Por esta razón se decidió aplicar ecuaciones que reflejen un volumen de arcilla más real.

La ecuación de Clavier (11) parecía adaptarse mejor a la realidad del reservorio y por esta razón se decidió emplear de manera permanente.

Producto de esta ecuación el volumen de arcilla se redujo y se ajustó mejor a lo observado en núcleos, además el valor de la porosidad efectiva aumentó generando un mayor espacio poral para el almacenamiento de hidrocarburos. (Figura 33)

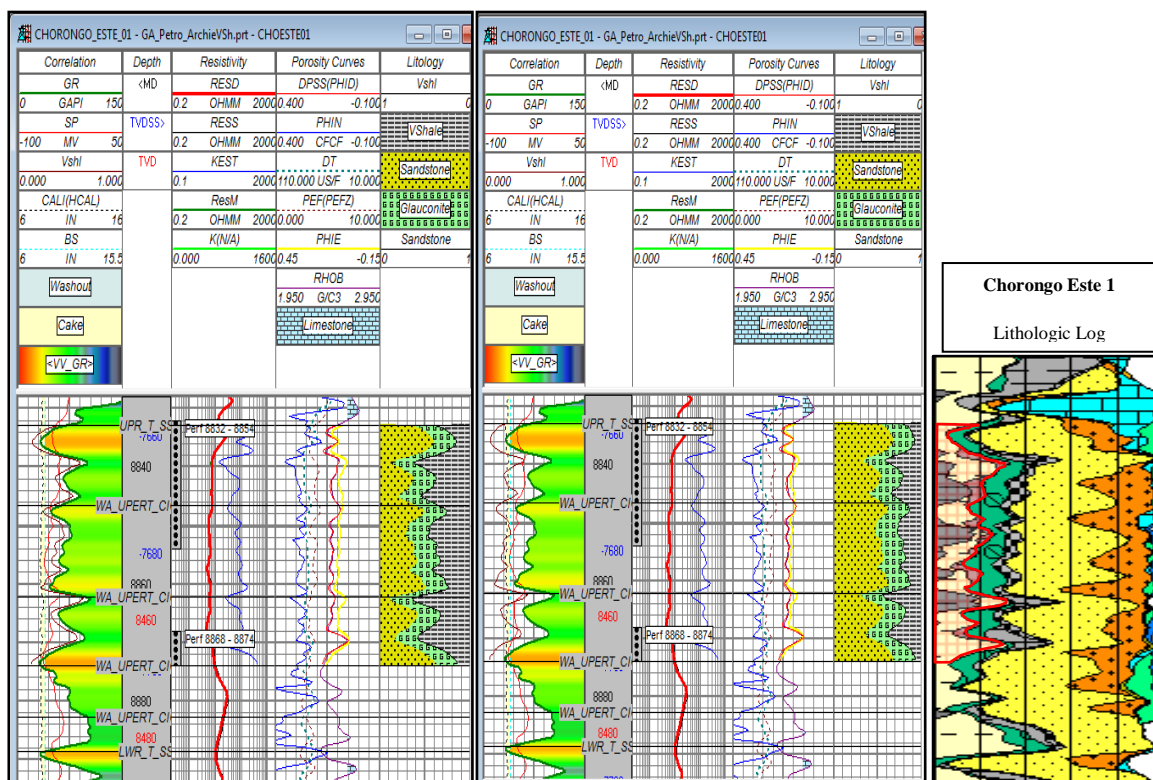


Figura 33. Comparación de volúmenes de arcilla para el pozo Chorongito Este 1. El gráfico de la izquierda muestra un Vshl aplicando la ecuación (9). El gráfico del medio representa un Vshl tomando en cuenta la afección de la glauconita y aplicando la ecuación de Clavier (11). El gráfico de la derecha representa el registro litológico llevado a cabo por la compañía Schlumberger (nótese que el área roja sombreada representa el volumen de arcilla y es muy correlacionable con el volumen de arcilla del gráfico del medio.)

Nota: Un ejemplo real de una sobre dimensión del volumen de arcilla, si no se toma en cuenta la presencia de glauconita, es la evaluación ELAN del pozo San José 1 (Figura 46) donde se observa una gran cantidad de arcillas que si la comparamos con la descripción petrográfica de secciones delgadas (láminas # 2-7) vemos que existe un gran error.

4.3.2 Registro de Densidad.

El efecto de la glauconita sobre este registro de pozo se pudo constatar únicamente con los datos de porosidad y densidad de la roca, obtenidos del núcleo Mariann 9 y San José 1 (Cuadro 9, Figura 40 y Anexo A-4).

Los datos de densidad del núcleo revelaron que la densidad de la roca era diferente y mucho más alta que el valor de una arenisca limpia la cual es 2.65 g/cc. Además se notó que la densidad variaba a lo largo de la profundidad, sin embargo jamás era menos del valor mencionado, salvo en zonas bajo el marcador WA_UPERT_CICLO2 en que se encontraba zonas limosas y de arenisca limpia.

El promedio de densidad en el intervalo glauconítico resultó ser **2.76 g/cc**, evidentemente esta densidad es mayor a la densidad de una arenisca e inclusive al de una caliza.

Esto hizo notar que la porosidad total obtenida del registro de densidad era mucho más baja que la revelada en el núcleo y la razón era que en la ecuación de densidad (4) el valor de densidad de la matriz (RhoM) que se utilizaba para el cálculo de porosidad total era 2.65 g/cc.

Luego de analizar este hecho se procedió a calcular el valor de densidad de la glauconita, para lo cual se integró el análisis petrográfico y la densidad obtenida del núcleo.

Se procedió a tomar en cuenta las concentraciones de minerales analizadas en las secciones petrográficas y la densidad que mostraba el núcleo en esa profundidad. Como ejemplo se observa la figura 34 en la que los valores utilizados fueron 2.65g/cc cuando existe 0% glauconita y 2.723g/cc cuando contiene 25% de glauconita.

Con estos datos se generó una ecuación, la cual servía para obtener el valor de densidad de la glauconita. Se promedió las diferentes densidades para 100% glauconita, obtenidas de cada una de las ecuaciones (7 ecuaciones que corresponden a las 7 descripciones petrográficas).

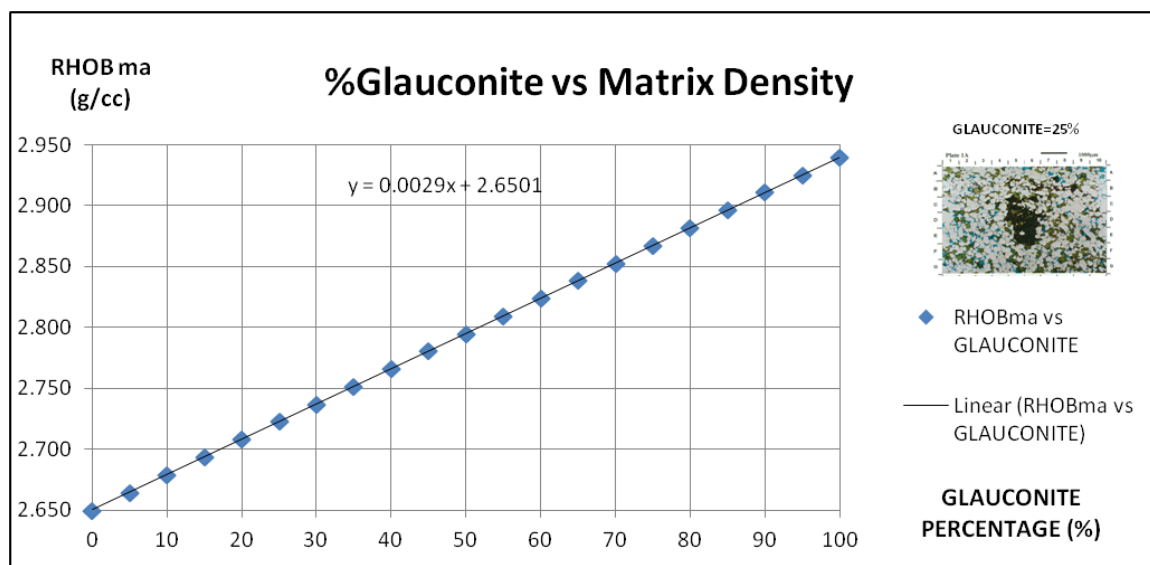


Figura 34. Valor obtenido para la densidad de la glauconita a partir de integrar datos petrográficos y de núcleo.

(Desarrollado por Gustavo Atahualpa con ayuda de una hoja electrónica de excel)

El resultado fue que la glauconita tenía un valor de **2.94 g/cc** que en este caso coincidió con el valor de densidad obtenido de la lámina # 1 del núcleo Mariann 9 (Figura 34).

La ecuación obtenida fue:

$$\mathbf{RhoM} = 0.0029 * V_{glauc} + 2.6501 \quad (26)$$

(Ecuación desarrollada por Gustavo Atahualpa)

La cual obtenía un valor de densidad de la matriz que únicamente necesitaba un volumen de glauconita observado ya sea en núcleos o en ripios de perforación para que la misma funcione.

Aquí se encontró que el valor de densidad de la glauconita es mayor al presentado en la diferente teoría consultada (2.83g/cc) lo que demuestra que definitivamente el valor de porosidad obtenido del registro de densidad, cuando este se corre con matriz arenisca (sea LWD o Wireline), es afectado.

Para corregir este problema se decidió aplicar un valor de densidad de la matriz (RhoM) que corresponda al valor calculado a partir de la ecuación 26.

Este hecho hizo que la porosidad efectiva (ϕ_e) aumente, generando un mayor espacio poral para el almacenamiento de hidrocarburos, el mismo que es demostrado en la figura 35.

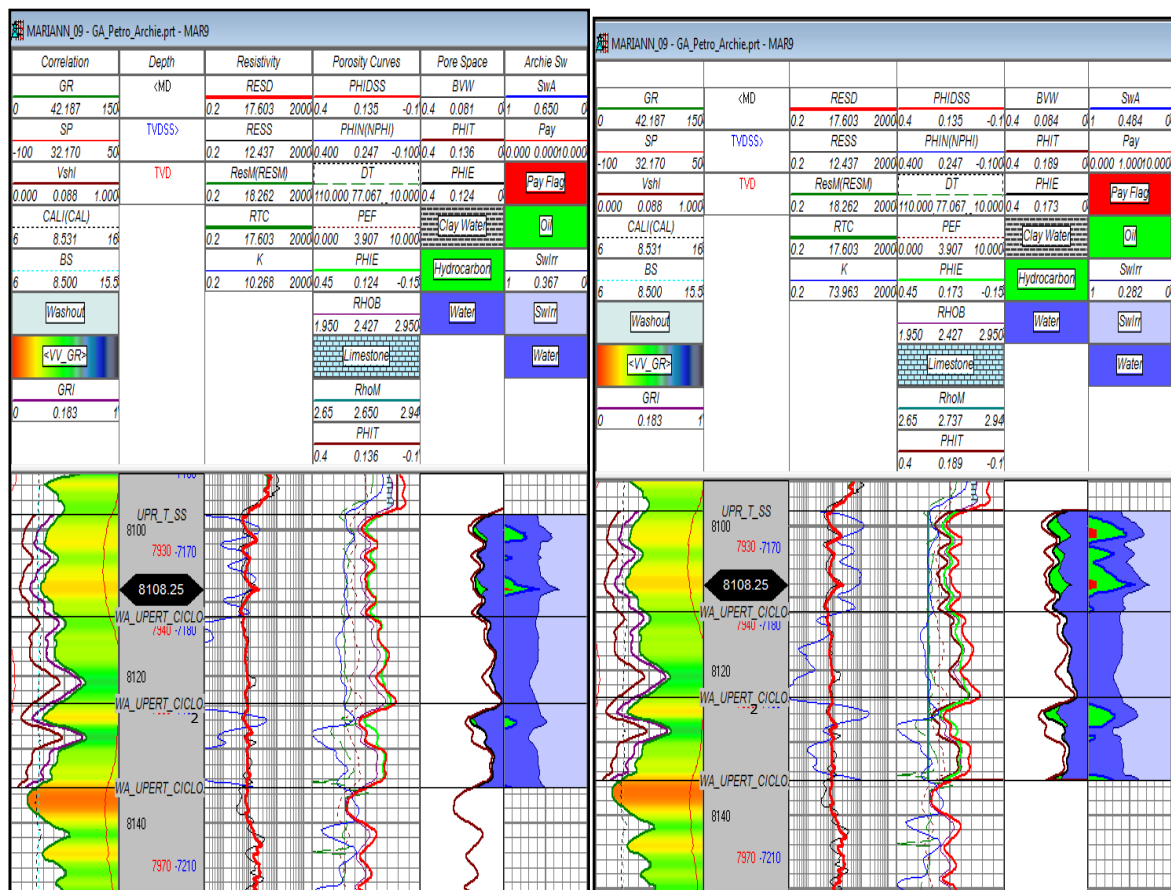


Figura 35. Cálculo de porosidad efectiva cuando se modifica el valor de la densidad de la matriz (RhoM) para el pozo Mariann 9. El gráfico de la izquierda muestra un valor de porosidad total cuando se aplica la ecuación (4) con $RhoM=2.65\text{g/cc}$. El gráfico de la derecha muestra un valor calculado de porosidad total cuando se aplica la ecuación (4) con un volumen de glauconita de 30% (Dato de Núcleo y también observado en ripios de perforación).

$PHIDSS$ = (Porosidad total a partir del registro de densidad siempre con matriz arenisca: $RhoM=2.65\text{g/cc}$)

$PHIT$ = (Porosidad total a partir del registro de densidad cuando se modifica el valor de $RhoM$ en función del volumen de glauconita- V_{glauc})

Nótese que el único parámetro que ha cambiado es la densidad de la matriz $RhoM$ y este simple hecho hace que haya una menor saturación de agua aparente como se observa en la profundidad 8108.25'. (La resistividad del agua es $0.19\Omega.m$ correspondiente a una agua de formación de 11000 ppm NaCl).

MARIANN 9 - CORE DATA													
SAMPLE NUMBER	DEPTH (Feet)	NET OVERB 800 PSI		NET OVERB 3200 PSI		POROSITY FLUID SUM.	FLUID SATURATION		GRAIN DENSITY	POROSITY RhoM-2.65	POROSITY RhoM-2.737	Poros.Core- Poros log 2.65 g/cc	Poros.Core- Poros log 2.737 g/cc
		KL	POROSITY	KL	POROSITY		OIL	WATER					
		md	%	md	%	%	%	%	gr/cc	gr/cc	gr/cc	p.u.	p.u.
1	8094.9	0.001	2.2	0.001	2.1	12.0	2.0	21.8	2.73				
2	8095.7	0.005	4.6	0.001	4.1	3.6	6.7	74.7	2.86				
3	8096.5	0.001	2.9	0.001	2.6	2.8	0.0	58.1	2.76				
4	8097.3	0.359	12.2	0.130	11.6	15.0	18.1	60.8	2.77	7.0	11.7	-5.2	-0.5
5	8098.3	17.282	16.1	14.761	15.6	17.0	17.9	55.0	2.76	14.3	18.6	-1.8	2.5
6	8099.6	83.989	18.3	78.964	17.9	20.4	13.6	70.0	2.77	16.0	20.2	-2.3	1.9
7	8100.6	112.048	20.1	104.802	19.6	21.0	12.0	63.1	2.72	12.0	16.4	-8.1	-3.7
8	8101.3	101.952	17.1	96.781	16.7	22.7	12.5	64.4	2.78	9.0	13.7	-8.1	-3.4
9	8102.6	63.064	19.0	58.001	18.5	20.9	16.8	71.6	2.72	14.0	18.4	-5.0	-0.6
10	8103.6	19.466	16.3	16.981	15.8	19.4	20.0	47.2	2.72	13.5	17.8	-2.8	1.5
11	8104.2	15.012	16.8	13.122	16.3	16.6	23.9	45.0	2.73	10.9	15.3	-5.9	-1.5
12	8105.7	47.543	17.5	43.715	17.1	21.0	16.9	45.1	2.78	14.6	18.9	-2.9	1.4
13	8106.3	106.274	18.2	98.836	17.7	20.2	11.4	51.2	2.73	14.9	19.2	-3.3	1.0
14	8107.8	6.811	13.2	6.028	12.8	16.5	23.6	58.9	2.79	13.2	17.6	0.0	4.4
15	8108.7	26.022	17.9	24.285	17.5	16.2	23.4	56.1	2.93	10.4	14.9	-7.5	-3.0
16	8109.5	-	-	-	-	14.9	15.8	50.7	2.70			0.0	0.0
17	8110.6	74.780	17.5	69.155	17.1	19.2	14.5	50.8	2.73	14.9	19.1	-2.6	1.6
18	8111.1	0.227	12.1	0.041	11.2	9.2	0.9	80.3	2.71	13.7	18.0	1.6	5.9
19	8114.9	68.092	17.7	60.998	17.2	18.7	20.0	52.6	2.67	7.9	12.5	-9.8	-5.2
20	8115.4	189.712	19.2	178.377	18.9	20.2	19.3	52.2	2.68	6.4	11.1	-12.8	-8.1
21	8119.6	0.052	11.7	0.012	10.9	-	-	-	2.74	9.8	14.3	-1.9	2.6
22	8120.5	0.007	5.5	0.001	4.8	-	-	-	2.68	7.4	12.0	1.9	6.5
23	8121.6	0.015	8.9	0.005	8.1	-	-	-	2.81	4.6	9.4	-4.3	0.5
24	8122.6	0.008	8.9	0.002	8.2	-	-	-	2.86	1.0	5.7	-7.9	-3.2
25	8123.7	1.384	12.9	0.832	12.4	18.0	13.4	56.1	2.84	5.3	10.1	-7.6	-2.8
26	8124.7	185.284	18.1	173.937	17.7	23.8	33.7	38.6	2.67	14.8	19.0	-3.3	0.9
27	8125.2	135.615	16.8	128.470	16.5	13.2	17.8	46.4	2.72	17.1	21.3	0.3	4.5
28	8128.9	0.578	13.2	0.173	12.5	18.6	13.4	72.1	2.75	10.6	15.0	-2.6	1.8
29	8129.7	0.538	14.6	0.274	14.0	15.3	20.0	63.3	2.83	6.2	10.9	-8.4	-3.7
30	8130.7	0.545	13.6	0.380	13.0	14.1	17.7	63.7	2.80	5.4	10.1	-8.2	-3.5
31	8131.6	0.073	11.7	0.020	11.2	12.7	0.0	92.2	2.81	6.2	10.9	-5.5	-0.8
32	8132.5	0.025	10.8	0.013	10.6	7.1	3.1	76.5	2.89	5.4	10.2	-5.4	-0.6
33	8133.3	1.462	16.0	0.970	15.5	15.6	18.0	62.2	2.79	6.6	11.2	-9.4	-4.8
34	8134.4	9.413	17.6	7.954	17.1	14.2	16.4	36.0	2.76	14.3	18.6	-3.3	1.0
35	8135.4	5713.540	21.4	5581.295	21.1	15.5	14.5	34.8	2.65				
36	8136.8	1544.368	19.3	1415.389	18.9	15.3	17.5	32.0	2.63			Desviación Estándar	Desviación Estándar
37	8137.7	3334.854	19.8	3217.929	19.4	20.7	17.0	42.4	2.64			3.2584	1.9835
38	8138.2	2185.648	20.4	2106.195	20.1	20.4	13.2	55.0	2.64				
39	8139.3	118.869	18.1	109.752	17.6	22.5	20.5	51.1	2.64				
40	8140.7	2.280	9.5	1.983	9.1	-	-	-	2.96				
41	8141.6	-	-	-	-	-	-	-	2.60			SUMA	SUMA
42	8142.7	-	-	-	-	14.8	20.9	34.8	2.54			-143.3	-8.6
43	8143.1	727.987	16.0	699.515	15.7	15.8	23.2	29.0	2.64				
44	8144.4	322.004	18.1	305.704	17.8	17.3	22.7	42.6	2.64				
45	8145.2	386.968	16.0	371.736	15.7	19.2	28.0	45.8	2.77			PROMEDIO	PROMEDIO
												-4.6	-0.3
AVERAGE		371.528	14.7	356.846	14.2	16.5	15.9	54.0	2.76				

Cuadro 9.- Datos del núcleo correspondientes al pozo Mariann 9 – Intervalo arenisca T Superior.
(Fuente: Datos internos compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

Se observa que las porosidades obtenidas del núcleo (Cuadro 9) se ajustan mejor en los nuevos cálculos petrofísicos. También hay que decir que si bien lo ideal sería cambiar la densidad de la matriz de la roca en cada punto de profundidad como así lo indican los datos de núcleo, en la realidad no se puede aplicar ya que no se posee un registro de pozo que nos ayude a encontrar estas variaciones. Sin embargo el hecho de aproximar los parámetros de la ecuación (4) a su real valor nos permite obtener datos más precisos. Una prueba de ello es observar la desviación estándar obtenida al restar la porosidad del núcleo con la porosidad obtenida a partir del registro de densidad con matriz 2.65 y 2.737g/cc, la cual es 3.26 y 1.9 respectivamente, evidenciando que los datos son más reales cuando se aplicó este cambio.

4.3.3 Registro Neutrón

Este registro, como ya se mencionó, muestra una porosidad que está en función del contenido de hidrógeno de la formación.

La primera observación que se realizó es que la porosidad que se obtiene de este registro es mucho más alta a la observada en el núcleo, existiendo intervalos en que es el doble o más al valor obtenido en el registro de densidad.

Estos valores nos dan la idea que la formación tiene gran cantidad de agua que no es correlacionable con arcillas pues como ya se observó, en la descripción petrográfica, el volumen de las mismas en ningún caso sobrepasa el 2% del total de la roca.

Indudablemente el alto contenido de agua está ligado a la glauconita y al agua capilar, que resulta ser el agua irreducible. El agua en la glauconita podría estar en la superficie o en su gran cantidad de microporos (Thomas, W. et al, 2003) sin embargo la única forma de confirmar estas ideas es mediante un análisis de bound water y un análisis ESEM (Environmental Electron Micro-scope) aplicado a un núcleo.

Este registro no ha sido tomado en cuenta, cuantitativamente, durante el desarrollo de la presente petrofísica, debido a que sobrestima la porosidad real y por el momento es imposible relacionar si este sobredimensionamiento se debe a la presencia de glauconita únicamente o también a la presencia de otras arcillas (que en la roca se comportan de diferente manera debido a su estructura).

Sin embargo este registro ha sido utilizado de una manera cualitativa, pues en base a las observaciones realizadas en los registros de pozos se ha llegado a la conclusión que cuando más alejadas están las curvas densidad y neutrón existe una mayor concentración de glauconita (también se tiene en cuenta la curva de gamma ray, si el gamma ray es muy alto indudablemente la presencia de arcillas es la que genera este comportamiento en las curvas).

Este hecho se puede observar en la figura 35 donde después de la corrección al registro de densidad, la porosidad del registro de neutrón es todavía alta, a pesar que en la descripción petrográfica y del núcleo no existe la presencia de arcillas pero sí de una gran cantidad de glauconita.

4.3.4 Combinación de los registros de densidad y Neutrón

Generalmente la combinación de estos registros se utiliza para la obtención de la porosidad efectiva y el volumen de arcilla, sin embargo como ya se explicó, en la petrofísica desarrollada en la presente investigación no se utilizará el registro neutrón.

Otro uso de la combinación de estos registros es para determinar la litología de la formación. En este aspecto se realizó Cross Plots para la determinación de las mismas.

El resultado obtenido fue que en el 100% de los pozos la mayoría de la litología se enmarcaba en calizas y principalmente en dolomitas y casi ningún punto reflejaba la presencia de arenisca (Figura 36, Figura 37, Figura 38).

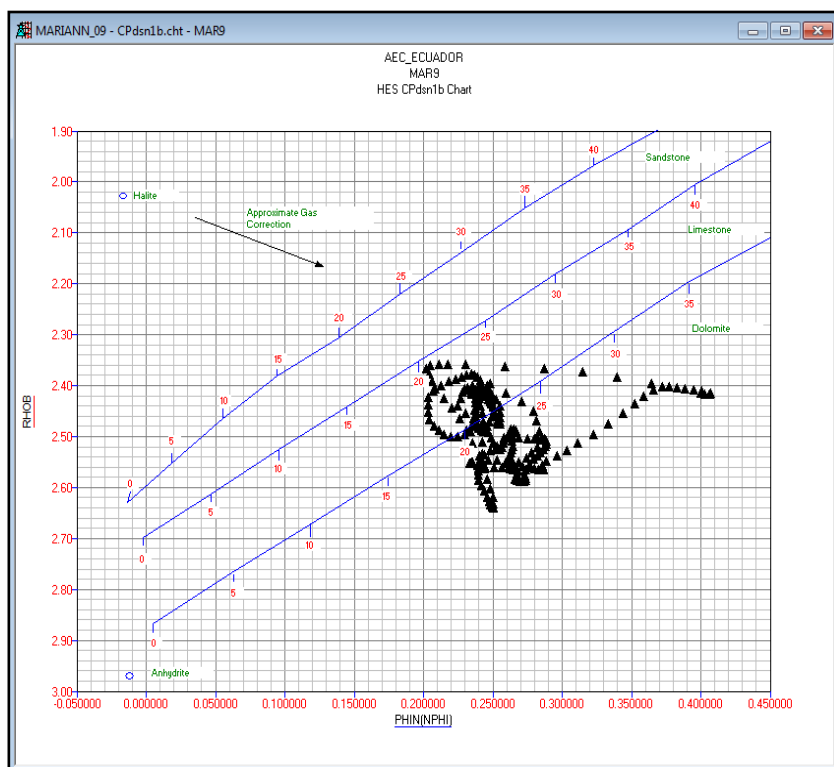


Figura 36. Cross Splot Densidad – Neutrón para el pozo Mariann 9.
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PRIZM)

La figura 36 nos muestra la litología correspondiente a la zona glauconítica del reservorio arenisca “T” superior. Los puntos están compartidos entre calizas y dolomitas. Esta interpretación está dada por la alta densidad de la glauconita y por la alta saturación de agua. Sin embargo al ver la descripción petrográfica se puede notar que la litología corresponde a una cuarzo arenisca glauconítica.

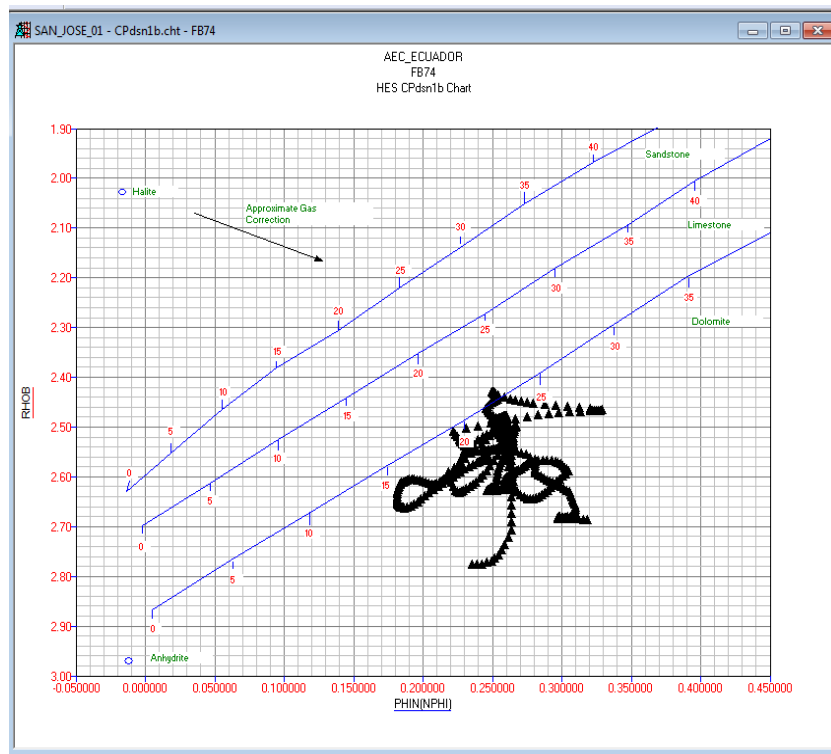


Figura 37. Cross Splot Densidad – Neutrón para el pozo San José 1.
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PRIZM)

La figura 37 nos muestra la litología correspondiente a la formación Arenisca T Superior – zona glauconítica. Los puntos están en su totalidad en la zona de dolomita. Esta interpretación está dada por la alta densidad de la glauconita y por saturación de agua.

Sin embargo al ver la descripción petrográfica se puede notar que la litología corresponde a una cuarzo arenisca glauconítica. Se podría concluir de una manera cualitativa que entre más cercanos estén los puntos a la zona calcárea y dolomítica, más contenido de glauconita existe, sin dejar de lado la idea de que en esta zona, en ciertos pozos existe intervalos con alto contenido de cemento calcáreo.

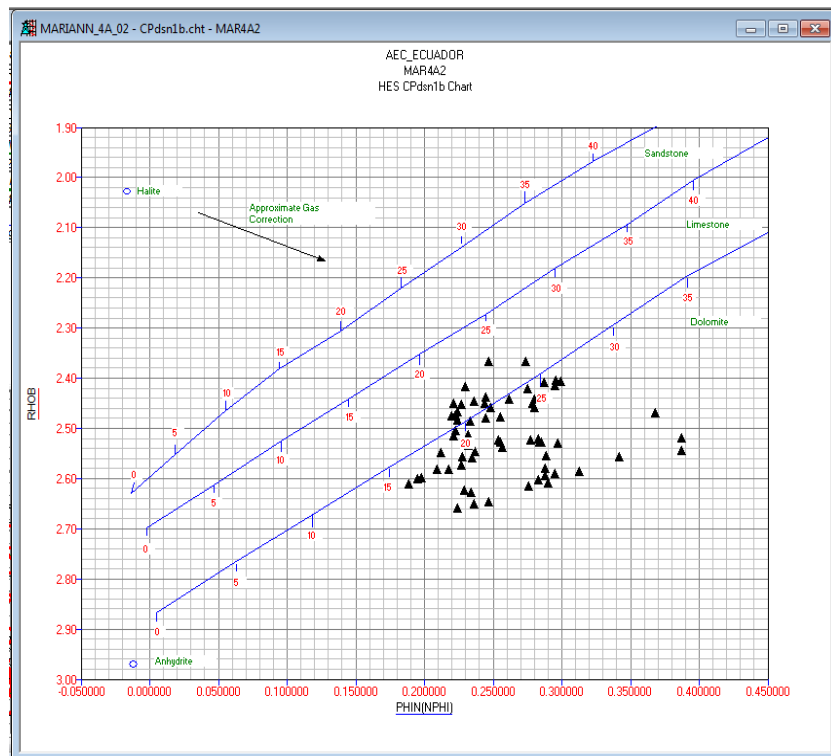


Figura 38. Cross Plot Densidad – Neutrón para el pozo Mariann 4A2.
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PRIZM)

La figura 38 nos muestra la litología correspondiente a la formación Arenisca “T” Superior – zona glauconítica. Los puntos están compartidos entre calizas y dolomitas. Esta interpretación está dada por la alta densidad de la glauconita y por la alta saturación de agua, además se cuenta con el mudlog, el cual indica que esta zona está enmarcada en una zona de arenisca.

Como dato interesante está el hecho de que los datos de las pruebas de producción del pozo Mariann 4A2 mostraron 1300 BOPD con 30°API, un hecho que sin duda hace más interesante esta formación.

4.3.5 Registro Litho – Density

Como vimos en la sección 2.3.8 una de las mediciones que realiza esta herramienta es el efecto de absorción fotoeléctrico (PEF). En el Cuadro 4 y en la figura 32, se puede observar valores que corresponden al PEF de la glauconita, 7.42 barns/elec y 4.77 barns/elec respectivamente.

Una de las características que se pudo observar para la zona glauconítica del reservorio es que existe un incremento del PEF, lo cual es justificable ya la glauconita tiene valores superiores a

elementos existentes en la roca como el cuarzo, calcita y dolomita, exceptuando a la siderita que tiene valores mucho más altos que la misma glauconita.

Este incremento del factor de absorción fotoeléctrica fue tomado en cuenta para definir dónde habría un posible incremento en el volumen de glauconita y fue uno de argumentos de mayor peso para definir el marcador WA_UPERT_CICLO2, que es el referente para nuestros cálculos petrofísicos (Figura 33, Figura 35).

Para tener una idea del valor del PEF para la glauconita, se procedió a calcular una ecuación de manera similar y con el mismo procedimiento aplicado para el cálculo de la densidad de la glauconita (ver sección 4.3.2).

A continuación se muestra la ecuación y la gráfica obtenida:

$$\text{PEF} = 25.907 * V_{\text{glau}} - 69.948 \quad (27)$$

(Ecuación desarrollada por Gustavo Atahualpa)

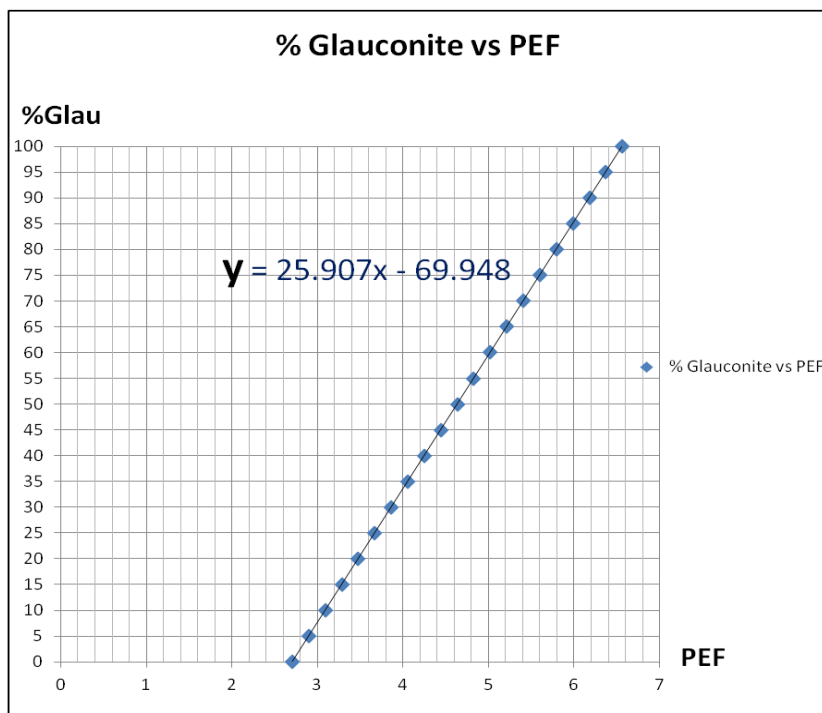


Figura 39. Cálculo de la ecuación (27), para determinar el valor de la absorción fotoeléctrica de la glauconita.

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

De esta manera se calculó que el valor del PEF para la glauconita era de **6.56 barn/elec**. El valor del PEF en el presente estudio únicamente fue utilizado cualitativamente, pues es imposible darle el uso común como es el de determinación de litología o identificación del tipo de arcillas, ya que al

ser una zona con influencia de carbonatos, este tipo de interpretación estaría errónea. Un ejemplo de esto es el valor promedio de PEF para el pozo Mahogany 1 el cual fue de 8.42 barn/elec, muy por encima del valor promedio típico para la mayoría de pozos, el cual oscilaba entre 3.4 y 4.1 barn/elec. Después del análisis de ripio de perforación se pudo observar un alto contenido de siderita (FeCO_3) el cual influía en las mediciones.

La identificación de siderita, constatada en la descripción petrográfica, hace que se examine de una manera muy cautelosa una posible estimulación con HCl a este reservorio, ya que producto de esta reacción se genera Fe_2O_3 el cual es un precipitado altamente oxidante, en otras palabras generaría un gran efecto corrosivo en las tuberías envueltas en los procesos de transporte del crudo.

4.3.6 Permeabilidad (K) – Saturación de agua irreducible (S_{wIrr})

Un aspecto que los ensayos de permeabilidad revelaron (Cuadro 9 y Anexo A-4) fue el hecho de que, a pesar que los núcleos poseían valores de porosidad altos, los valores de permeabilidad eran muy bajos. Estos datos se correlacionan con los obtenidos por Thomas et al, 2003 y por Hossain et al, 2010, los cuales caracterizan reservorios de areniscas glauconíticas de alta porosidad y baja permeabilidad en el mar del norte.

Los datos de baja permeabilidad y alta porosidad nos dice que existe alta saturación de agua irreducible. En la figura 40 y figura 42 se puede apreciar la alta saturación de agua, la misma no puede ser diferenciada entre agua móvil y agua irreducible, sin embargo datos teóricos nos dice que formaciones duras o apretadas poseen una gran saturación de agua irreducible, y esta es la característica del reservorio Arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoa, que sumado al hecho de la presencia de la glauconita, la cual Thomas et al, 2003 describen como un mineral de 40 % de porosidad interna, la misma que está saturada con agua, generarían que la gran cantidad de agua presente sea agua no movable.

En el presente estudio no se ha aplicado el principio de que el volumen de agua irreducible constituye el volumen de agua calculado en un reservorio que originalmente produjo solo petróleo sin corte de agua. Este principio no se aplica ya que la característica de nuestros pozos, en la zona de la arenisca “T” Superior inicialmente producen casi en su totalidad agua y a medida que pasa el tiempo este porcentaje disminuye hasta estabilizarse como lo muestra el cuadro 10.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Rate BPD	Discharge	CUM OIL	CUM WATER	CUM TOTAL
19-Jun-12	205	9	196	95.5	#DIV/0!	15,840	1,824	2,550	2	93	94
20-Jun-12	269	264	5	1.6	29.6	16,258	1,912	2,869	266	97	363
21-Jun-12	308	305	3	1.1	29.6	14,850	1,968	3,021	570	101	671
22-Jun-12	305	301	4	1.3	29.6	15,675	1,968	3,050	871	105	976
23-Jun-12	287	261	26	6.4	29.6	15,675	1,968	3,050	1,092	125	1,217
24-Jun-12	305	300	5	1.7	29.6	15,675	1,968	3,050	1,392	130	1,522
25-Jun-12	304	299	5	1.7	29.6	15,675	1,968	3,050	1,690	136	1,826
26-Jun-12	291	286	5	1.6	29.6	15,675	1,968	3,050	1,977	140	2,117
27-Jun-12	277	272	5	1.7	29.6	15,593	1,992	3,050	2,249	145	2,394
28-Jun-12	274	269	5	1.9	29.6	15,675	1,992	3,050	2,518	151	2,668
29-Jun-12	296	290	6	1.9	29.6	15,675	1,992	3,050	2,808	156	2,964
1-Jul-12	297	286	11	3.6	29.6	15,675	1,970	3,050	3,094	167	3,261
2-Jul-12	287	277	10	3.5	29.6	15,675	1,968	3,050	3,371	178	3,548
3-Jul-12	281	271	10	3.6	29.6	15,675	1,971	3,050	3,641	188	3,829
4-Jul-12	286	278	8	2.8	29.6	15,675	1,977	3,050	3,804	193	3,996

Cuadro 10. Pruebas de producción para el pozo Mariann 37.
(Fuente: Datos internos de la empresa Andes Petroleum Ecuador Ltd)

El agua irreducible planteada en el presente estudio es una función del volumen de glauconita principalmente más la suma de un porcentaje menor que proviene de las arcillas como lo demuestra la ecuación (28).

La ecuación de Tixier (29) para el cálculo de permeabilidad en este reservorio, parece reflejar una correlación entre la permeabilidad calculada en el núcleo y la permeabilidad calculada a partir de registros de pozos, tomando en cuenta la presencia de glauconita y los valores referenciales de autores que dan para este tipo de reservorios.

Cálculo de la Saturación de Agua Irreducible (S_{wIrr}):

$$S_{wIrr} = (S_{wA} * V_{Glau} * 1.7) + (V_{shl} * 0.4) \quad (28)$$

(Ecuación desarrollada por Gustavo Atahualpa)

Donde: S_{wIrr} = Saturación de agua irreducible
 S_{wA} = Saturación de agua aparente o total.

Cabe recalcar que una vez que se cuente con datos de núcleo para agua irreducible, la variación a esta ecuación podrá reflejar valores reales y no teóricos.

Cálculo de la Permeabilidad (K):

Ecuación de Tixier (Modificado de Timur-Figura 19):

$$K = (250 * (PHIE^3 / S_{wIrr}))^2 \quad (29)$$

Calibración de la permeabilidad para el pozo Mariann 9 en los cálculos petrofísicos:

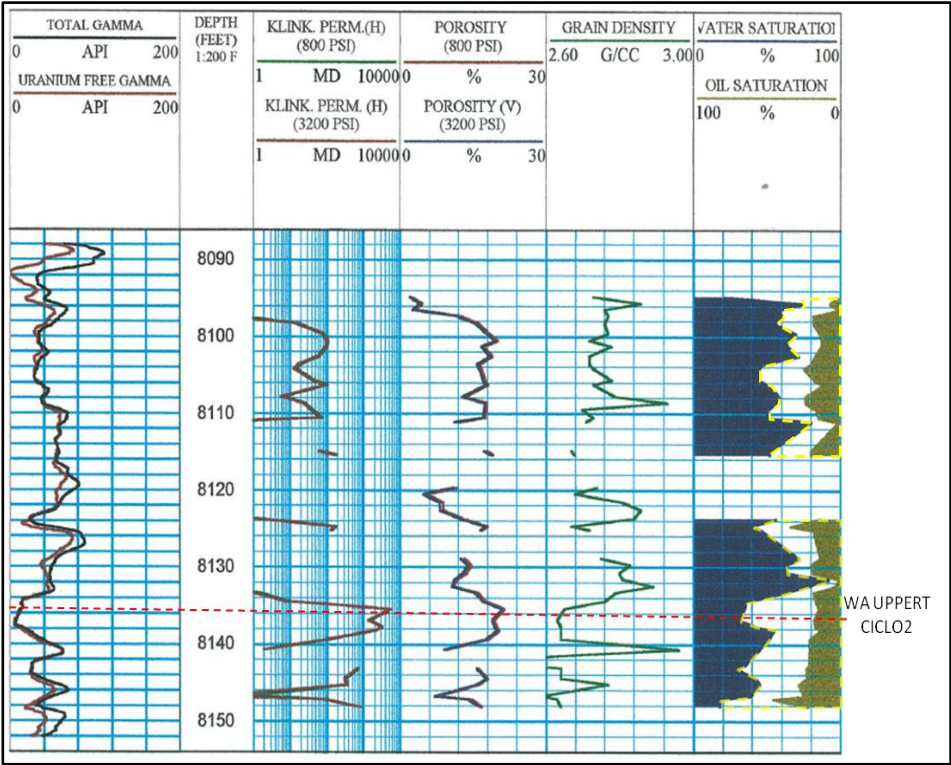


Figura 40. Datos de permeabilidad (K), porosidad (Φ), Densidad y saturación de fluidos del pozo Mariann 9.

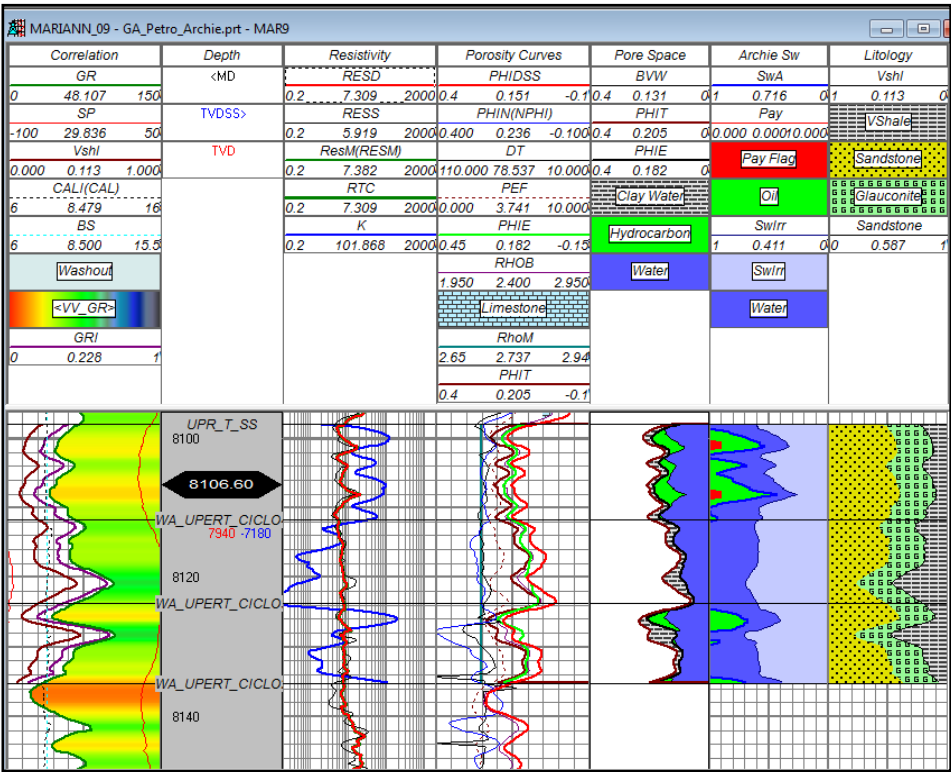


Figura 41. Curva de permeabilidad (K) obtenida para el pozo Mariann 9. (Petrofísica desarrollada e interpretada por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PRIZM)

Calibración de la permeabilidad para el pozo Mariann 9 en los cálculos petrofísicos:

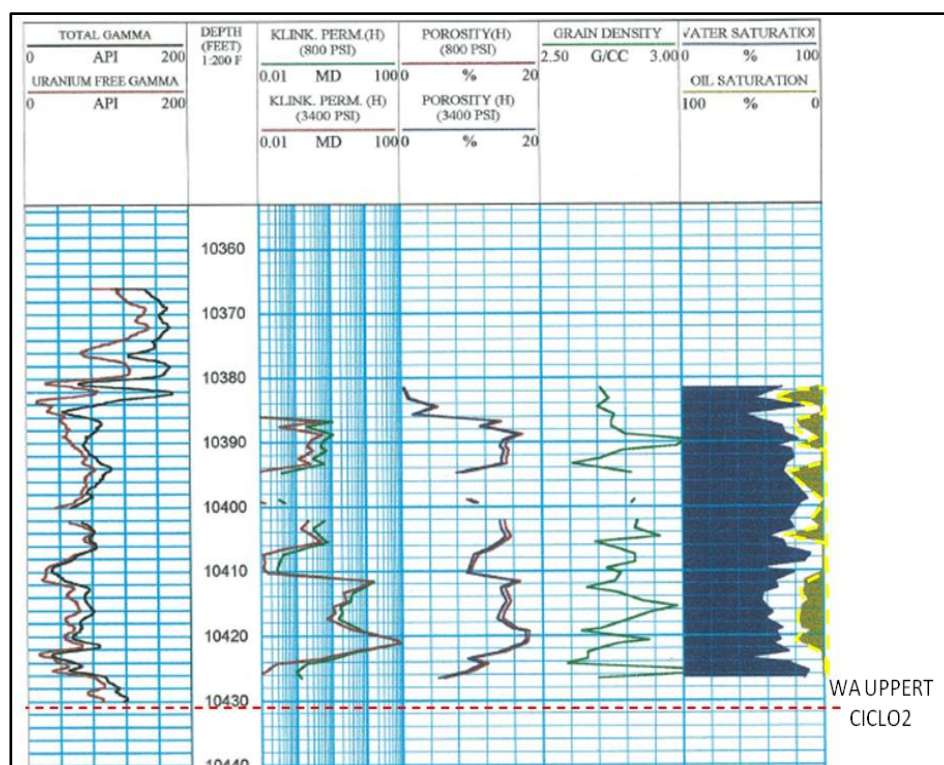


Figura 42. Datos de permeabilidad (K), porosidad (Φ), Densidad y saturación de fluidos del pozo San José 1.

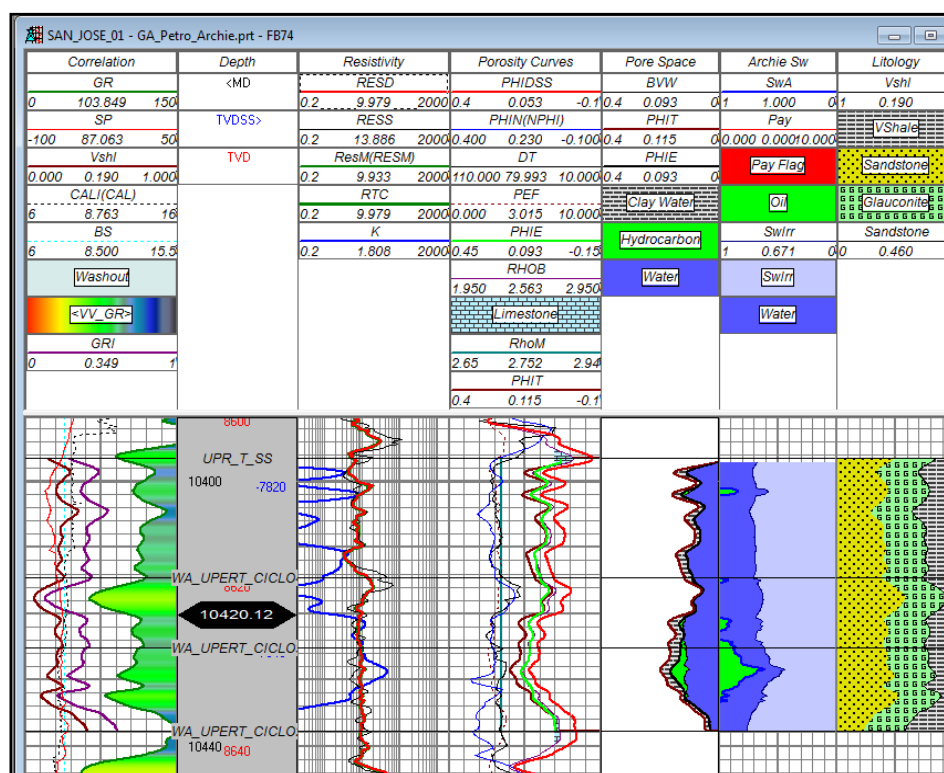


Figura 43. Curva de permeabilidad (K) obtenida para el pozo San José 1.

(Petrofísica desarrollada e interpretada por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PRIZM)

Como se observa en la figura 40 y figura 41 y también en la figura 42 y figura 43 las permeabilidades son muy correlacionables al igual que las porosidades.

El análisis de estos datos nos muestra que, efectivamente, nuestro reservorio se comporta de la misma manera que el reservorio glauconítico en el mar del Norte descrito por Thomas et al, 2003, es decir es un reservorio de alta porosidad y de baja permeabilidad.

Se puede decir además que la calidad del reservorio arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoa es buena, con *valores de permeabilidad que oscilan entre 50 – 160 mD y valores de porosidad entre 15 – 20%* en una zona de pago (A la fecha del análisis de datos de la presente investigación se contó con los datos de permeabilidad del núcleo Mariann Norte 1, los mismos que corroboran y ratifican las conclusiones obtenidas). No se debe dejar de lado que la calidad del crudo es alta, superior a 29° API.

4.3.7 Registro de Resistividad.

Luego de haber realizado todas las modificaciones, para que nuestros datos petrofísicos se ajusten a los obtenidos de núcleos, se notó que persistía el hecho de que la saturación de agua continuaba siendo muy alta y no correspondía a lo observado en los análisis de saturación de fluidos de núcleo y los valores obtenidos en las pruebas de producción.

La idea de que la presencia de glauconita aumenta la conductividad eléctrica de la formación toma mayor fuerza, ya que si bien el volumen de petróleo observado en la figura 40 es similar a los obtenidos con los cambios que se han realizado, creemos que el volumen de petróleo reflejado en el núcleo no es el correcto.

Esta idea nace del hecho que para la obtención de fluidos de los dos núcleos con los que se cuenta, se utilizó el método de réplica (Retort Method), el cual en nuestro parecer, para este tipo de reservorios no refleja la real proporción de fluidos en la roca.

4.3.7.1 Método Retort.

La destilación por el método Retort se divide en dos partes: (1) primero la roca es calentada (a aproximadamente 400°F o 204°C), el agua y todo el hidrocarburo, menos el más pesado, es vaporizado. (2) En esta etapa del calentamiento, la temperatura es incrementada hasta cerca de

1100°F (593°C) y los hidrocarburos remanentes en la muestra son vaporizados o crackeados y removidos como vapor. Parte de este vapor es condensable y parte no. Generalmente el proceso de crackear deja un residuo de carbón dentro del núcleo. Por consiguiente, la cantidad de hidrocarburo recuperado por la destilación por el método Retort es menos que la cantidad en el núcleo. También existe el hecho de que la cantidad de agua obtenida es mayor que la cantidad de agua libre en los poros porque se extrae el agua irreducible y el agua cristalizada.

Al haber entendido cómo funciona este método pensamos que si bien la cantidad de hidrocarburo recuperado es el real y también la cantidad de agua, existe el hecho de que mucha de esa agua es irreducible (debido al efecto ya descrito cuando se habló de la permeabilidad), en consecuencia la figura 40 y figura 42 no reflejan la verdadera relación de agua e hidrocarburo que fluirán al momento de poner a producir este reservorio.

Por las razones descritas se llega a la conclusión de que la resistividad de la formación necesita ser corregida debido a la presencia de glauconita.

Por lo ya mencionado se procedió a calcular la cantidad de resistividad que “*aparentemente*”², la glauconita está disminuyendo.

4.3.7.2 Procedimiento para calcular la afección de la glauconita a la conductividad de la formación (resistividad).

El procedimiento se basó en 2 puntos principalmente:

1. Observación del volumen de glauconita en los ripios de perforación.
2. Calibración de los valores obtenidos en las pruebas de producción, el volumen de glauconita observado, y los valores de saturación de agua obtenidos al aplicar el algoritmo del cálculo petrofísico en el software PrizM.

Debido a que se contaba con pruebas de producción en la mayoría de pozos del campo Mariann 4A, se enfatizó en analizar de una manera muy rigurosa y con gran precisión los ripios de los pozos de este campo, pues se entendía que esta era la base para realizar el mejor ajuste posible en la relación *glauconita – Resistividad*.

² Se ha escrito “aparentemente”, ya que el valor real de afección a la conductividad de la formación solo se logrará determinar con exactitud una vez que se obtengan los valores de a , m , n utilizados en la fórmula de Archie a partir de un núcleo (incluso podría no existir una afección al registro de resistividad si los valores de a , m , n así lo determinan).

Una vez identificada la cantidad de glauconita en los ripios de perforación se la relacionó con las pruebas de producción y el algoritmo petrofísico, se obtuvo así, pares ordenados que relacionaban al volumen de glauconita con un valor de resistividad necesario para ajustar los resultados de saturación de agua obtenidos en el software con los de las pruebas de producción.

Estos pares ordenados generaron una curva con su respectiva ecuación, la cual está representada por:

(30)

$$\Delta Rt = \frac{9449999V_{glau}^5 - 1159941068V_{glau}^4 + 44123157985V_{glau}^3 - 455452894600V_{glau}^2 + 4231654297500V_{glau}}{29183823900000}$$

(Ecuación desarrollada por Gustavo Atahualpa aplicando el método de interpolación adaptativa de Lagrange)

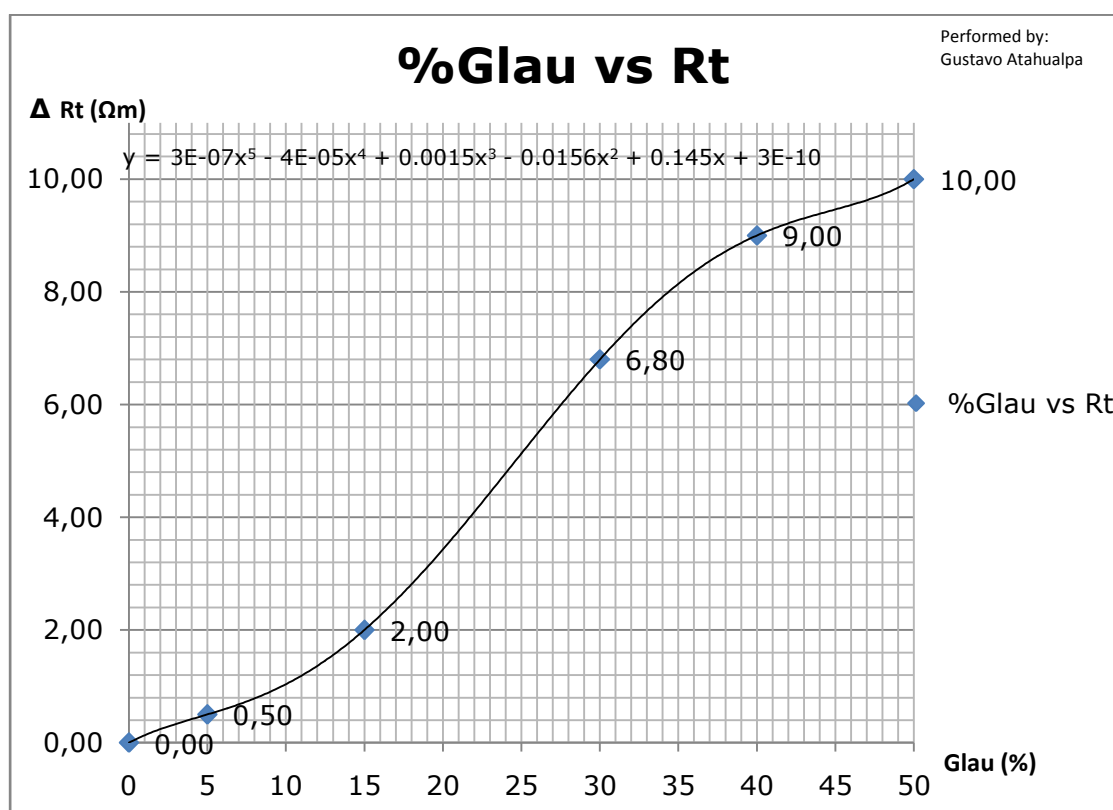


Figura 44. Curva generada a partir de la ecuación (30), la cual muestra la pérdida en resistividad por efecto de la presencia de glauconita.

En la figura 44 se puede observar que no es lineal la relación de glauconita-variación de la resistividad. Se puede inferir que la glauconita tiene un mayor efecto cuando su volumen está entre 12 y 35%, a partir del 35 por ciento es lógico que la curva debiera incrementarse, sin embargo de la observación de núcleos e imágenes de secciones delgadas (ej, imagen de la lámina #4) se llega a la

conclusión que cuando la glauconita sobrepasa este volumen tiende a deformarse por su naturaleza plástica, ocluyendo los poros y por ende reduciendo el espacio para el almacenamiento de hidrocarburos, esto obliga a que la curva reduzca su inclinación, pues de lo contrario, la petrofísica plantearía la presencia de petróleo donde, en la realidad, no existe.

De lo ya expuesto se concluye que un pequeño volumen no afecta mayormente la resistividad del reservorio ni a su calidad, y que un volumen alto afecta la calidad del reservorio en cuanto a la porosidad (Φ) y permeabilidad (k).

Producto de esta ecuación se obtuvo el último parámetro que hacía falta para obtener una real saturación de hidrocarburos (Figura 45).

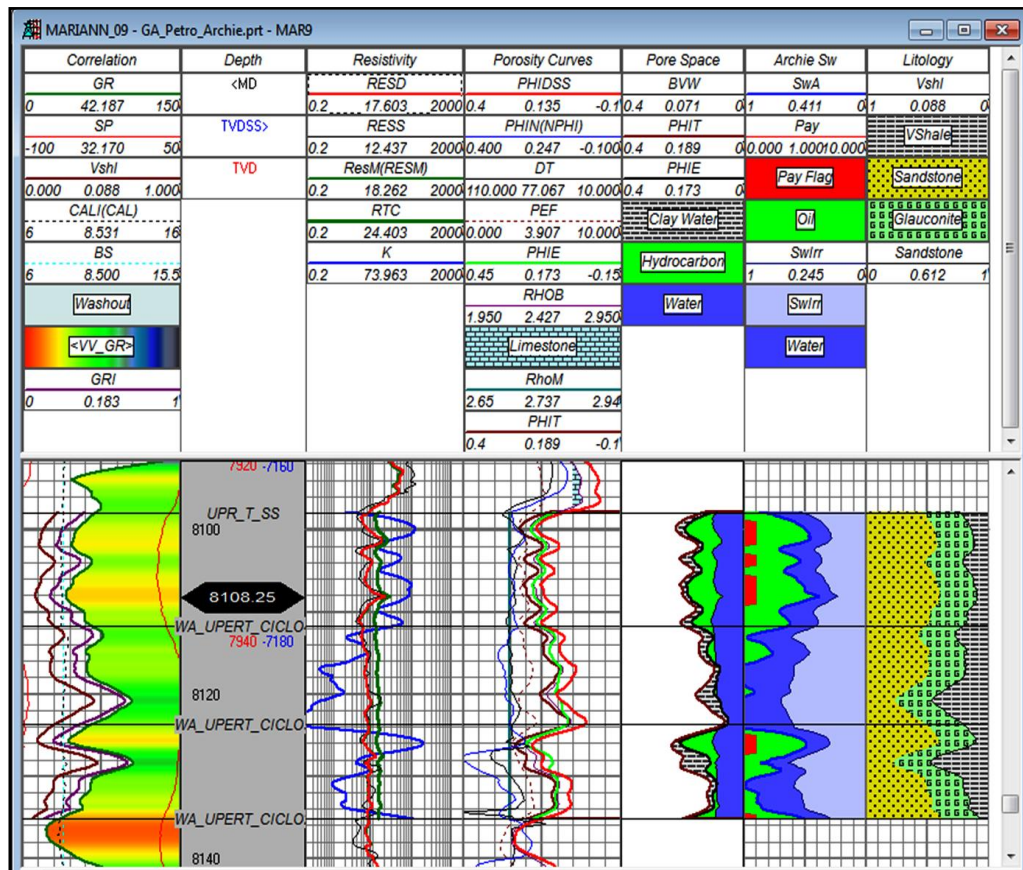


Figura 45. Resultado final obtenido. Aplicación de la ecuación 30 al modelo petrofísico para el pozo Mariann 9.

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software PrizM)

Como se puede observar en la figura 45 el resultado es que ahora existe zona de pago ($\Phi_e > 10\%$, $V_{shl} < 40\%$, $Sw < 60\%$) lo cual no ocurría cuando se aplicaba un modelo petrofísico convencional (figura 35).

4.3.7.3 Discusión sobre la conducción de electricidad de la glauconita:

En la presente investigación se ha propuesto que la glauconita reduce la resistividad de la formación. Si bien los datos corroboran esta hipótesis aun no se ha podido confirmar cuál es el mecanismo que genera este aumento de conductividad, seguramente sea como lo afirman Thomas et al, 2003, Hossain et al, 2010 o Rueslatten que la glauconita conduce la electricidad posiblemente debido a la alta presencia de agua en sus microporos. No obstante, pensamos que el mecanismo que produce este efecto en la roca, es producido en combinación con otras cualidades, es decir, se debe al gran contenido de hierro, a la gran microporosidad y agua en ella y por su alto valor de capacidad de intercambio catiónico (CEC) producido por el efecto de doble capa eléctrica. Lo mencionado en esta discusión solo se podrá confirmar o refutar mediante una investigación que se enfoque a aclarar este enigma

4.3.7.4 Discusión sobre el Modelo petrofísico de Waxman - Smith

Como se mencionó en la sección 2.5.3 donde se habla de la conductividad de las arcillas Waxman y Smith desarrollaron una ecuación (24), la cual está enfocada a solucionar los problemas de afección de las arcillas a la resistividad de la formación utilizando sus propiedades electroquímicas.

Teóricamente sería ideal la aplicación de esta ecuación en el reservorio arenisca “T” Superior, sin embargo en el transcurso de esta investigación se realizaron algunas observaciones que, a nuestro parecer, no permiten aplicarla en este reservorio, las mismas que son:

- Para la aplicación de esta ecuación se necesita conocer el volumen exacto de mineral conductivo en cada punto del reservorio, lo cual para el caso de la glauconita, es difícil determinar con los registros de pozos convencionales con los que se cuenta. Por ahora la única manera de poder tener una gran precisión sobre el volumen de glauconita es aplicando un registro litológico espectral que permita predecir su volumen.
- Se necesita el conocimiento de las propiedades electroquímicas de la formación, lo cual obliga a tomar mayor cantidad de núcleos y aplicar análisis de conductividad de núcleo (análisis Co/Cw) para determinar B y Q_v que intervienen en la ecuación (es otra forma de representar al CEC), esto, por lo menos dos núcleos para cada campo, lo cual es muy costoso para un reservorio que por sus características de permeabilidad lo convierten en un objetivo secundario.
- Aplicar el modelo petrofísico de Waxman - Smith requiere complejos cálculos matemáticos y muchas mediciones de laboratorio.

4.4 MODELO PETROFÍSICO

Con todos los ajustes realizados basados en datos de núcleos y pruebas de producción, se creó un algoritmo que permite integrar todas las ecuaciones obtenidas y además obtener una petrofísica que refleja con mayor precisión la real saturación de Hidrocarburos que tiene el reservorio en determinado pozo.

Este algoritmo petrofísico se detalla a continuación:

Parámetros:

Nombre	Valor	Origen	Descripción
DTfld	= 189 us/ft	Constante	V. del sonido en el fluido.
DT matrix	=55 us/ft	Constante	V. del sonido en la matriz.
GRClean	= 15 API	Variable	GR en una zona de arena limpia.
GRshl	= 160 API	Variable	GR de una zona de lutitas.
PHIECutoff	= 0.10 V/V	Constante	Mínima Porosidad para una zona de pago.
RhoF	= 1.00 g/cc	Constante	Densidad del fluido de la formación.
Rw	= 0.19 Ω m	Variable	Resistividad del agua de formación.
SwACutoff	= 0.60 V/V	Constante	Máxima saturación de agua para una zona depago.
VGlauc	= V/V	Variable	Volumen de glauconita observado en ripiosde perforación.
VshCutoff	= 0.40 V/V	Constante	Máximo volumen de arcillas para una zonapago.
a	= 0.81	Constante	Archie, exponente de tortuosidad.
m	= 1.79	Constante	Archie, exponente de cementación.
n	= 2.00	Constante	Archie, exponente de saturación.

; **Upper T SS Petrophysics**

; **Density Porosity**

; **Matrix Density Measurement (26)**

RhoM[] = (0.0029 * VGlauc * 100) + 2.6501

; **Density Porosity**

PHID[] = (RhoM[] - (RHOB[])) / (RhoM - RhoF)

If (IsNull(RHOB[])) Then PHID[] = (DT[] - DTma) / (DTfld - DTma)

; **Density Prosiy Sandstone Matrix**

PHIDSS[]=(2.65 - (RHOB[])) / (2.65 - RhoF)

; **Total Porosity**

PHIT[] = (PHID[])

PHIT[] = min(1, max(0, PHIT[]))

If (IsNull(PHIN[])) Then PHIT[] = PHID[]
 If (IsNull(PHID[])) Then PHIT[] = PHIN[]-4

; **No Glauconitic zone correction**

; If ((PHIN[] <= PHIDSS[]) or ((PHIN[] - PHIDSS[])) <= 0.03) Then PHIT[] = PHIDSS[]

; **Gamma Ray Index**

GRI[] = min(1, max(0, (GR[]-GRcln) / (GRshl-GRcln)))

; **Clavier Shale Volume (11)**

Vshl[] = 1.7 - (3.38 - (GRI[] + 0.7) ^ 2) ^ (0.5)

; **Effective Porosity**

PHIE[] = PHIT[] * (1-Vshl[])

Archie Water Saturation

; **Resistivity Compensation Factor - Conductivity Glauconite affection (30)**

RCM[] = (9449999 * ((VGlauc * 100) ^ 5) - 1159941068 * ((VGlauc * 100) ^ 4) + 44123157985 * ((VGlauc * 100) ^ 3) - 455452894600 * ((VGlauc * 100) ^ 2) + 4231654297500 * (VGlauc * 100)) / 29183823900000

; **New Formation Resistivity**

RTC[]= RCM[]+RT[]

; **Archie Water Saturation Equation**

SwA[] = (a * Rw / (RTC[] * PHIE[]^m))^(1/n)

SwA[] = min(1, max(0, SwA[]))

; **Pay flag using Porosity, Sw & Shale Volume**

Pay[] = PHIE[] >= PHIECutoff and SwA[] <= SwACutoff and Vshl[] < VshCutoff

; **Bulk Volume Water**

BVW[] = PHIE[] * SwA[]

; **Hydrocarbon Pore Volume**

So[] = (1-SwA[])

; **Bound water Saturation**

SwIrr[]=(SwA[] * VGlauc * 1.7) + (Vshl[] * 0.4)

; **Tixier Permeability**

K[] = (250 * (PHIE[]^3/SwIrr))^2

; **Sandstone Volume**

Sandstone[] = (1 - Vshl[] - VGlauc)

4.5 APLICACIÓN DE RESULTADOS EN POZOS DEL BLOQUE TARAPOA.

La aplicación de los resultados petrofísicos se realizó en los pozos tipo, como se muestra a continuación, también se muestra la aplicación de este modelo en pozos que, se cree, tienen alto potencial para realizar trabajos de completación (Workover).

Para la aplicación de este modelo, en pozos que no ha sido cuantificado el volumen de glauconita en los ripo de perforación, se tomará en cuenta los escenarios: pesimistas, realista y optimista; es decir un modelo para volumen de glauconita 0, 15 y 30 % respectivamente. Esto nos permitirá analizar de mejor manera la variación del impacto de la glauconita en la saturación de hidrocarburos.

4.5.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO SAN JOSÉ 1.

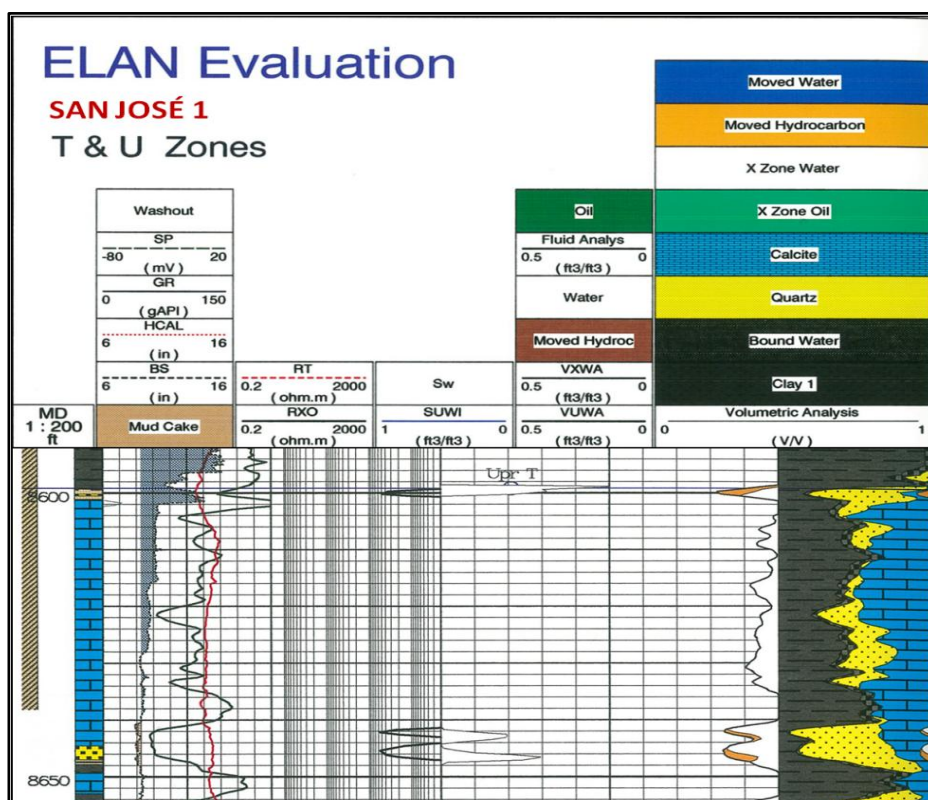


Figura 46. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo San José 1.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

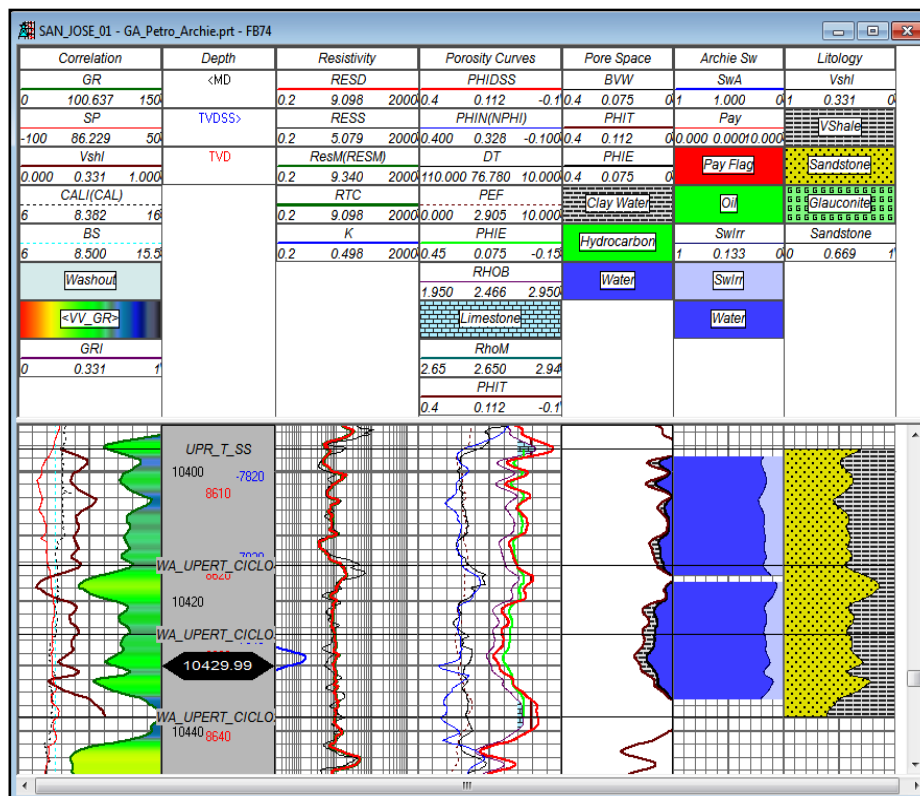


Figura 47. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo San José 1 (VGlauc=0%).
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

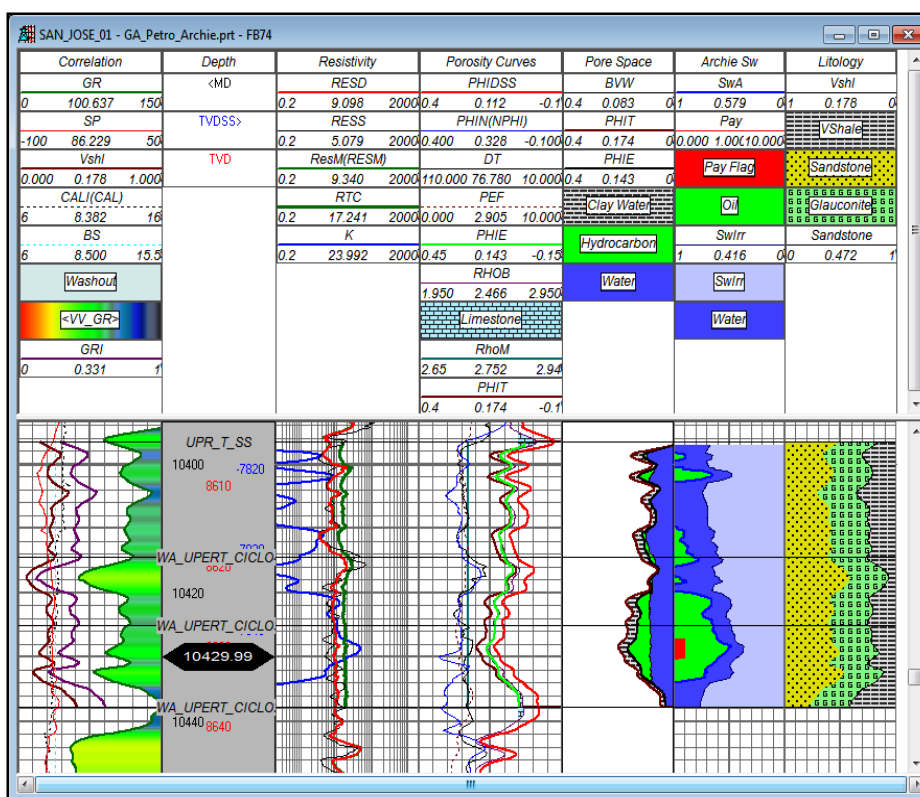


Figura 48. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo San José 1 (VGlauc=35%).
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

La figura 46 representa la evaluación litológica y de saturación de fluidos, como se puede observar la interpretación litológica es errónea pues la presencia de carbonatos no sobrepasa el 10% en volumen. Esta evaluación no muestra la presencia de petróleo al igual que cuando se aplica una petrofísica convencional como en la figura 47. Este hecho se produjo por no tomar en cuenta la presencia de glauconita. La figura 48 muestra la presencia de hidrocarburos con un espesor neto de pago de 3.082ft tomando en cuenta un volumen de glauconita de 35%.

4.5.2 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO CHORONGO ESTE 1.

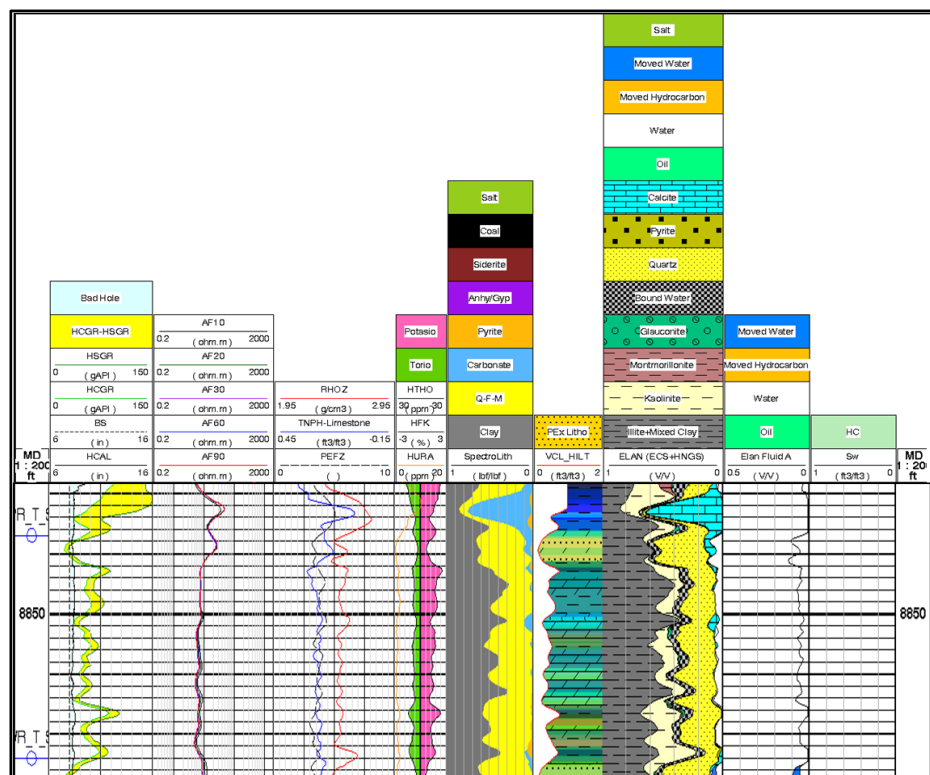


Figura 49.Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Chorongito Este 1.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

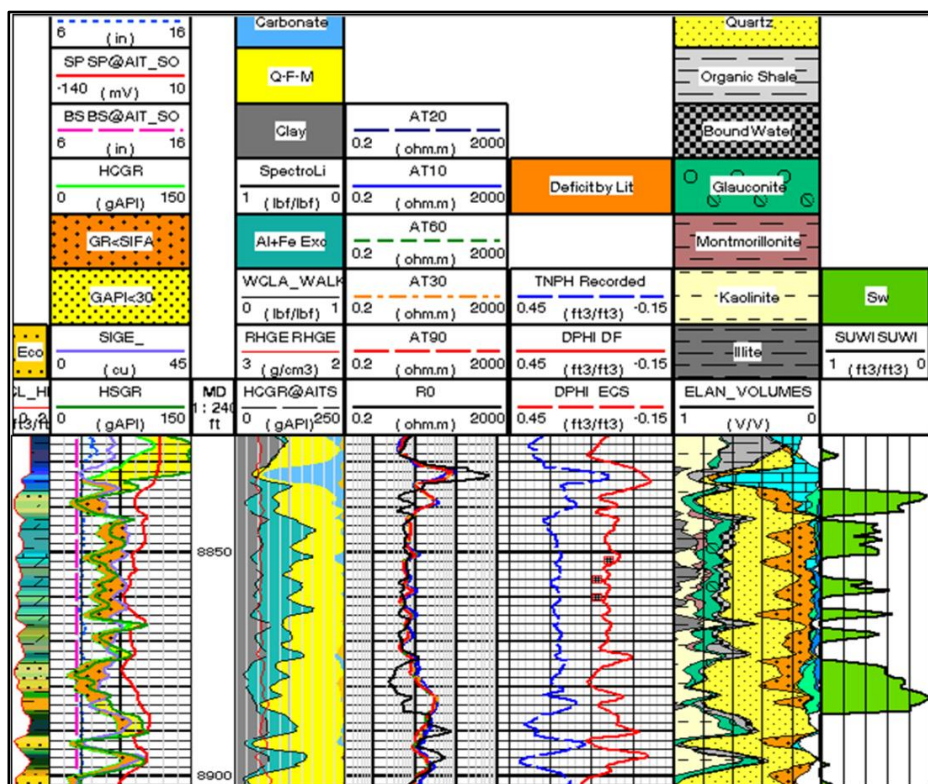


Figura 50. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Chorongo Este 1 reprocesado.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

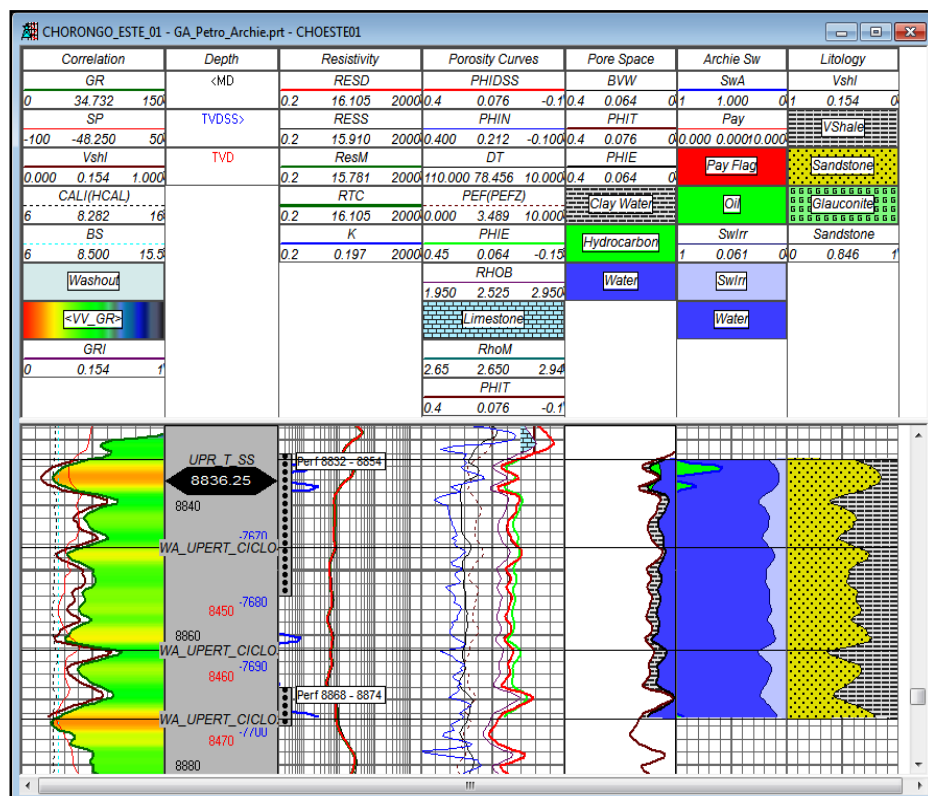


Figura 51. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Chorongo este 1 (VGlauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

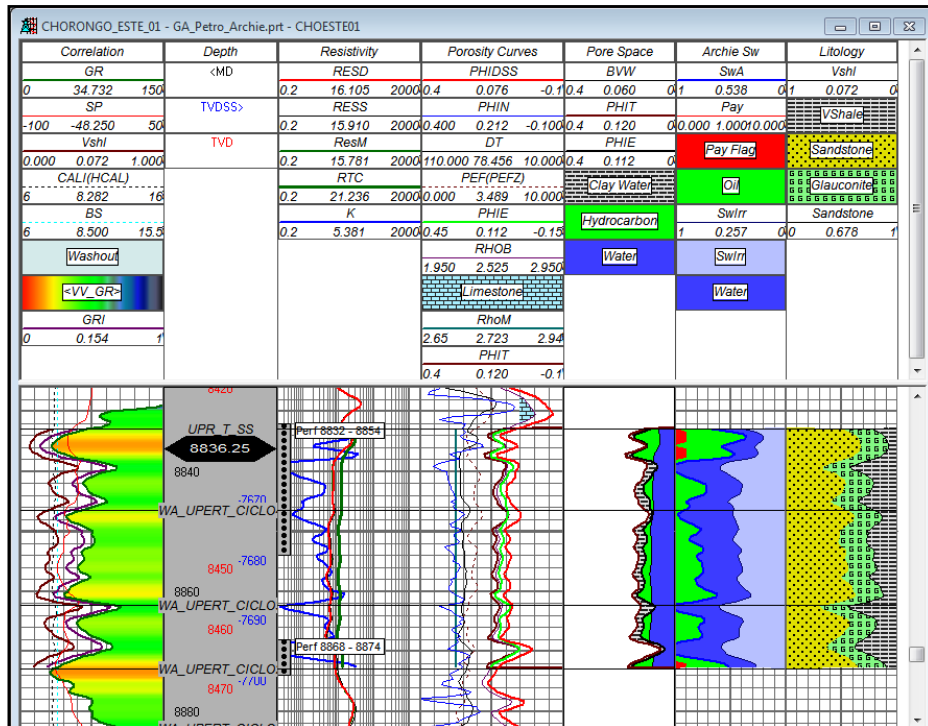


Figura 52. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Chorongo Este 1 (VGlauc = 25%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

La evaluación ELAN en este caso resultó muy particular, pues en un inicio como se observa en la figura 49 no se detectó hidrocarburo y el volumen de arcilla estaba cerca al 50%. Después de que se recomendó una nueva interpretación, en la que se tome la presencia de glauconita (figura 50), se obtuvo que la arenisca estaba totalmente saturada de hidrocarburos, lo que afianza los resultados de la presente investigación.

Creemos que esto se produjo porque la glauconita no tiene un elemento que genere un espectro que pertenezca exclusivamente a la glauconita, haciendo difícil una interpretación litológica.

La figura 51 muestra una interpretación sin tomar en cuenta la presencia de glauconita y como se resultado se observa el espesor de pago es menos de 1 pie.

La figura 52 muestra la aplicación del modelo petrofísico tomando en cuenta la presencia de 25% de glauconita. El espesor de pago aumentó a 4.6 pies.

La prueba de producción arrojó 350BOPD con un corte de agua de 20%

4.5.3 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 37.

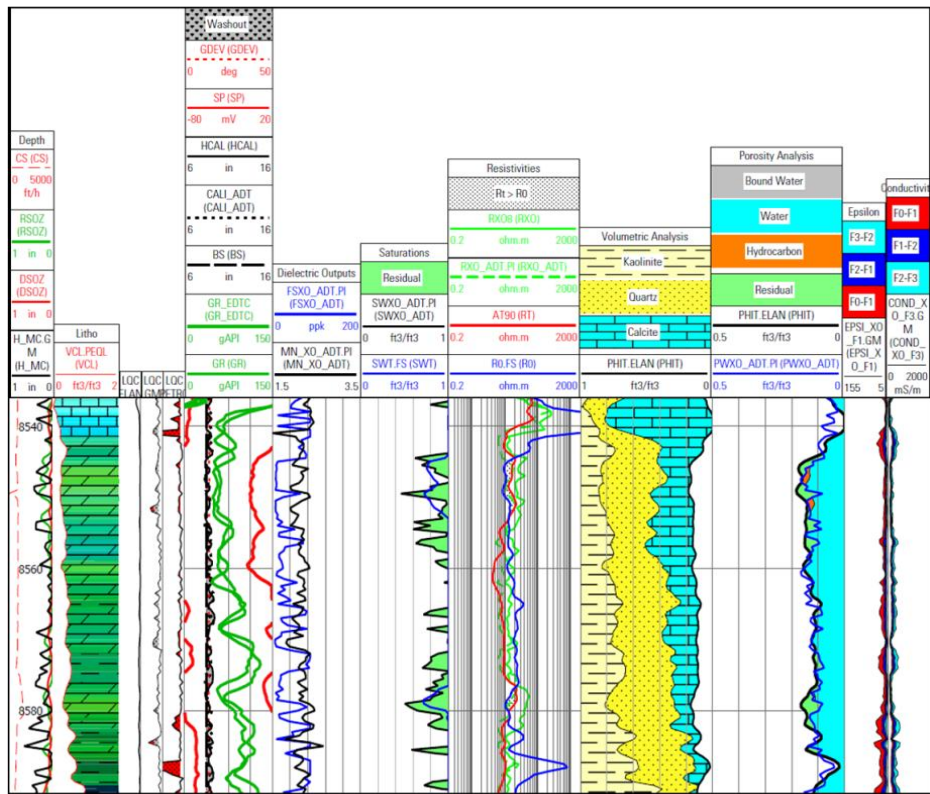


Figura 53.Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 37.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

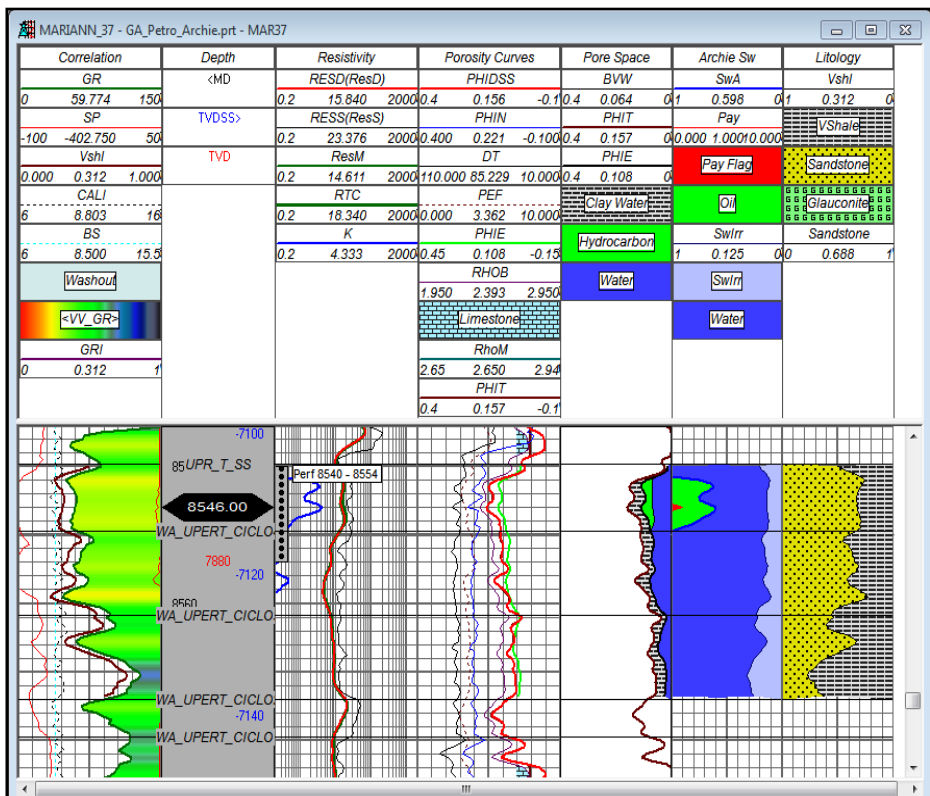


Figura 54. Evaluación para el pozo Mariann 37 (VGlauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

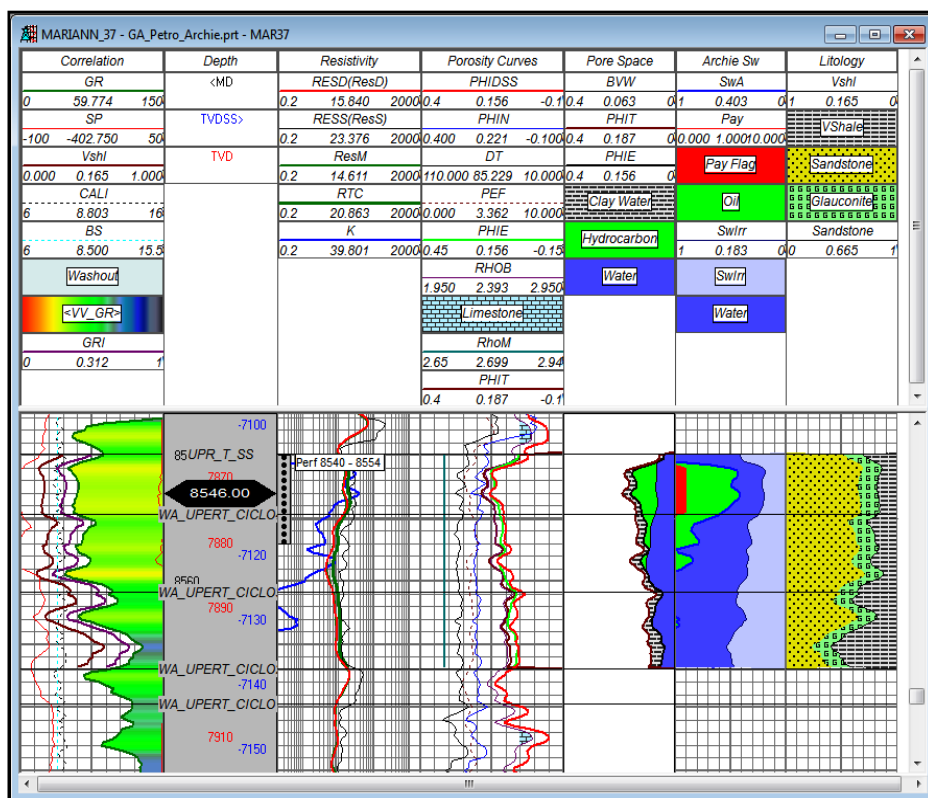


Figura 55. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 37 (VGlauc = 17%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

La figura 53 muestra la evaluación ELAN sin tomar en cuenta el efecto de la glauconita, en ella se observa el alto contenido de carbonatos, además se observa la poca presencia de hidrocarburo.

La figura 54 reproduce el comportamiento de la evaluación ELAN sin un espesor que pueda generar rentabilidad económica, este modelo no toma en cuenta la presencia de glauconita.

En la figura 55 se observa la aplicación del modelo petrofísico tomando en cuenta un volumen de glauconita observado en ripios igual al 17%. Se aprecia la presencia de aproximadamente 8 pies de pago con un alto contenido de agua irreducible y móvil.

Las pruebas de producción arrojaron 80 BOPD con un corte de agua de 75%. Posteriormente cuando se estabilizó, produjo 255 BOPD con un corte de agua del 14%.

4.5.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 4A2 .

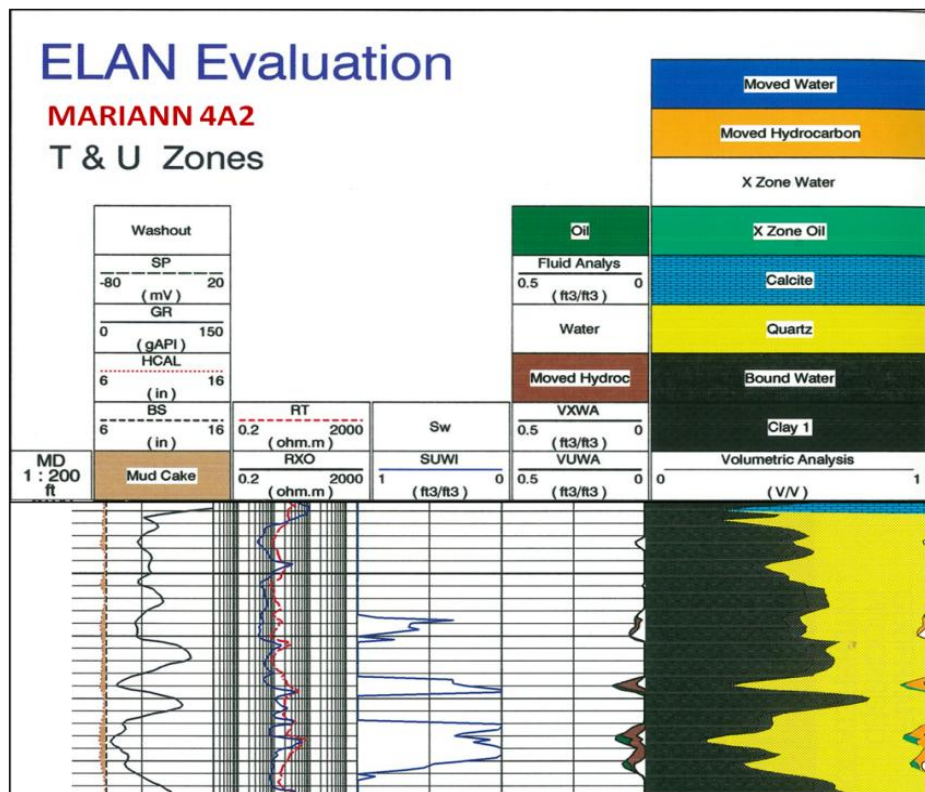


Figura 56. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 4A2.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

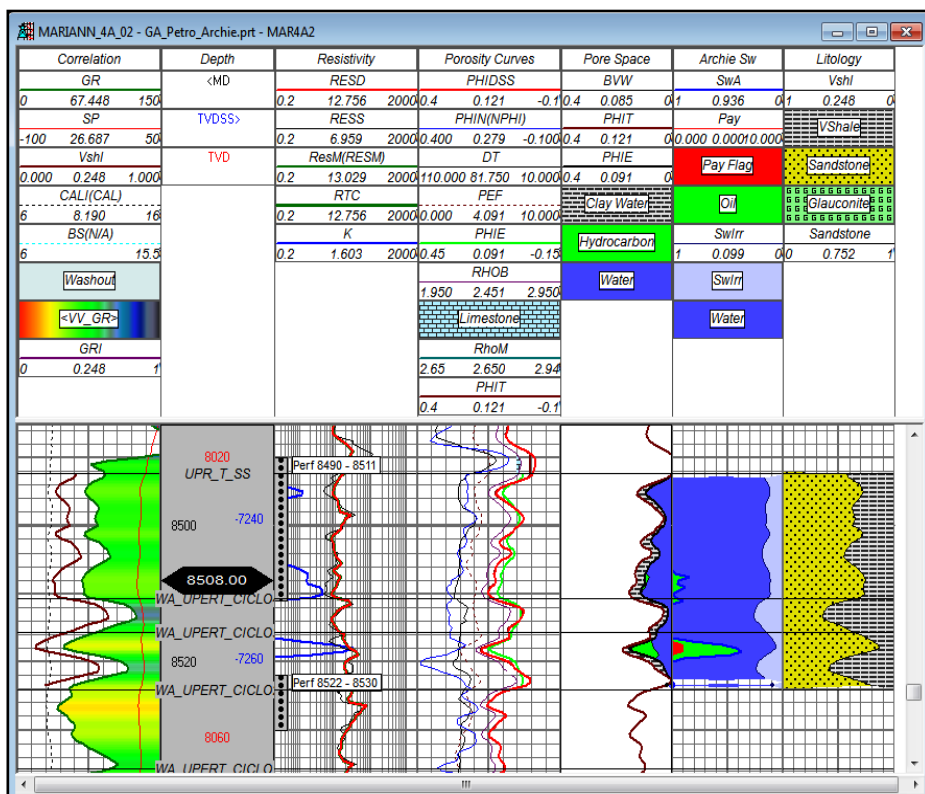


Figura 57. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 4A2 (VGlauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

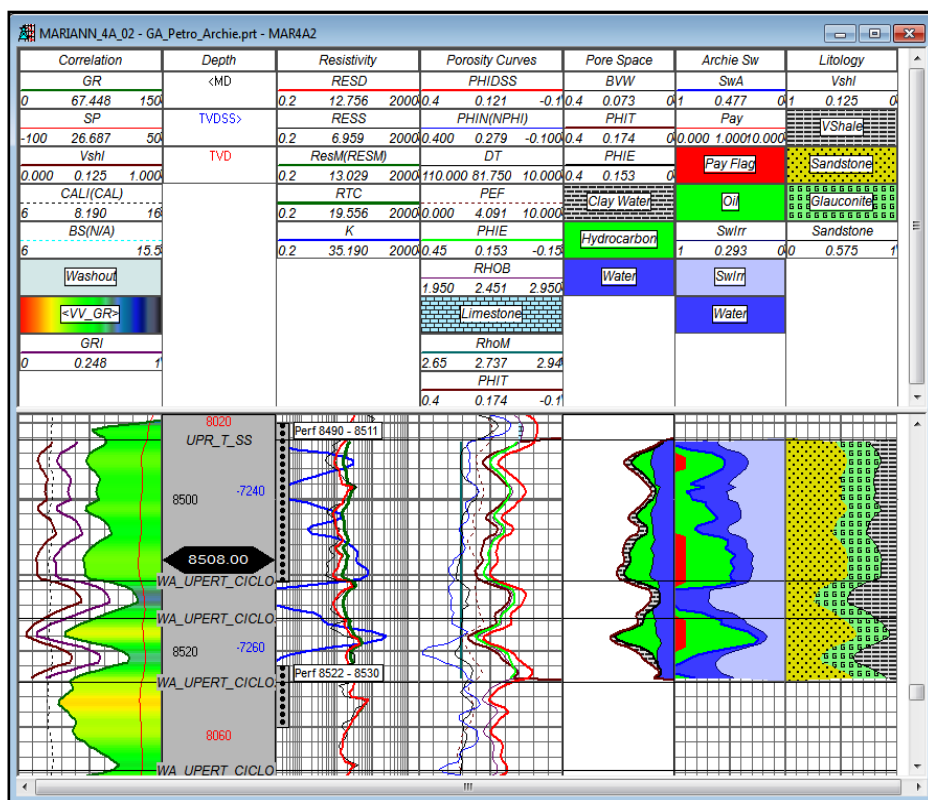


Figura 58. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 4A2 (VGlauc=30%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

La evaluación ELAN muestra una arenisca arcillosa sin potencial para la generación de hidrocarburos (Figura 56) al igual que la figura 57 donde no se aplica un modelo petrofísico que tome en cuenta la presencia de glauconita.

La figura 58 muestra la aplicación del modelo petrofísico propuesto tomando en cuenta la presencia de glauconita, la cual fue observada en ripios de perforación en una cantidad del 30%. También muestra la presencia de un espesor de pago de 12.5pies.

Los datos de las pruebas de producción en este pozo fueron los más altos, 1300 BOPD de 30° API con un corte de agua del 5% para el intervalo 8490'-8511'. Cabe destacar que para la toma de decisión de perforar este reservorio se basó en el gas y las muestras de petróleo apreciadas en el mudlog las cuales eran muy optimistas. Evidentemente si solo se hubiese basado en la evaluación ELAN o en la petrofísica este reservorio no hubiese sido abierto en esta zona.

En este pozo se observa la manera empírica en que se recomendaba un intervalo para perforar, pues se observa que el intervalo con mayor acumulación de hidrocarburo no fue abierto (8515'-8520').

4.5.5 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 4A4.

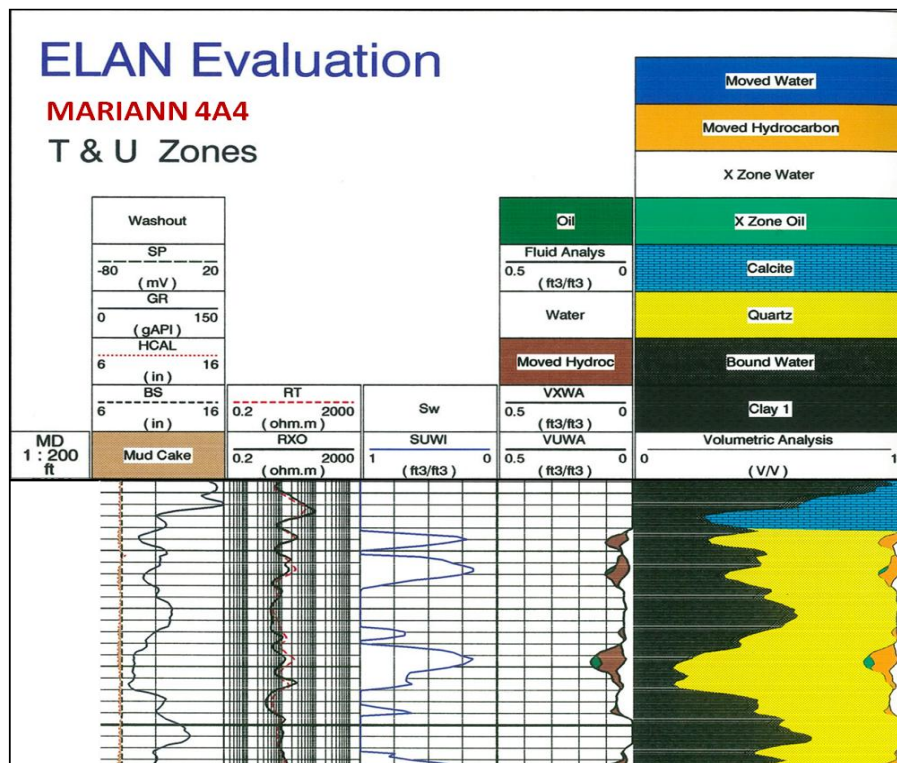


Figura 59. Evaluación ELAN (Litología y saturación de fluidos) del pozo Mariann 4A4.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

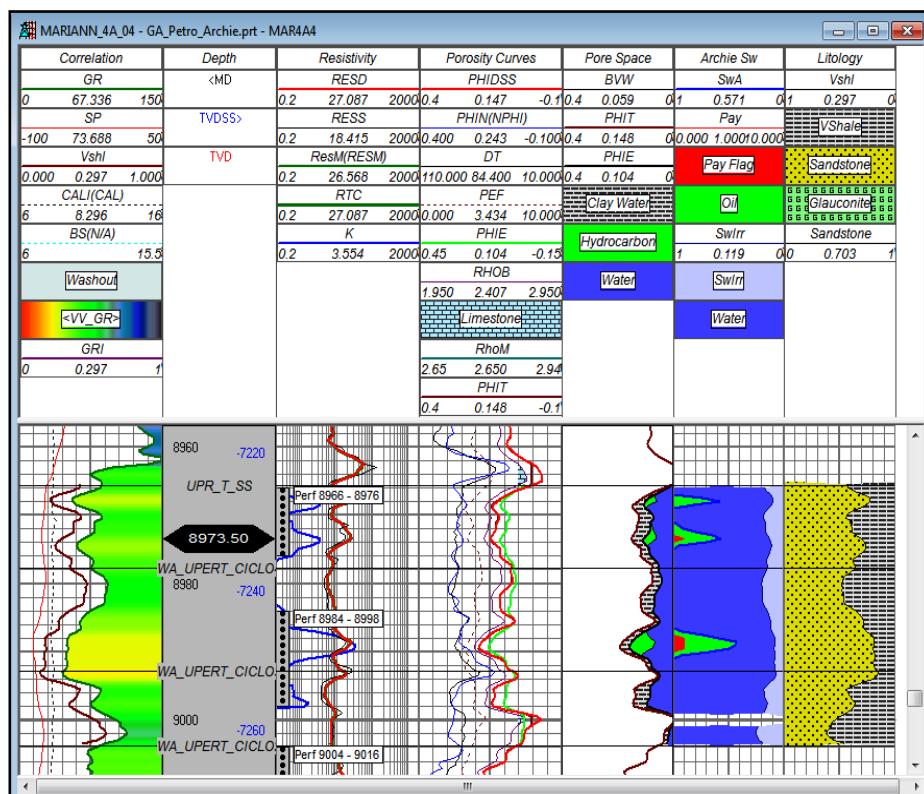


Figura 60. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 4A4 (VGlauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

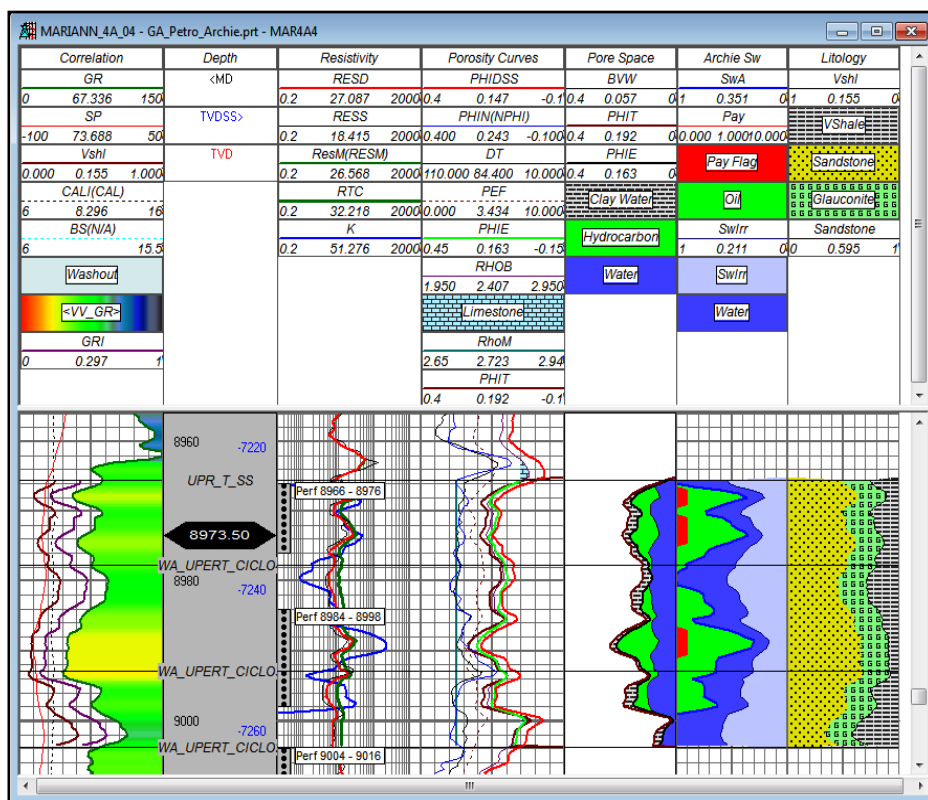


Figura 61. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 4A4(VGlauc=25%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

Al igual que en los casos anteriores, la evaluación ELAN y la petrofísica convencional muestran condiciones pesimistas para abrir esta zona (figura 59-figura 60).

Nótese, además, cómo el volumen de arcilla es muy correlacionable entre la figura 59 y figura 60 al igual que la saturación de fluidos. También obsérvese que las curvas de Neutrón y Densidad se comportan de la misma manera que lo observado en las curvas del pozo Mariann 9 donde estas dos curvas se encuentran muy separadas no reflejando el comportamiento en una zona de areniscas limpias donde estas curvas tienen el mismo valor o están muy cercanas.

La figura 61 muestra un espesor neto de pago de 10.5 pies cuando se aplica el modelo petrofísico desarrollado en la presente investigación con un porcentaje de glauconita observado de 25%.

4.5.6 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 24.

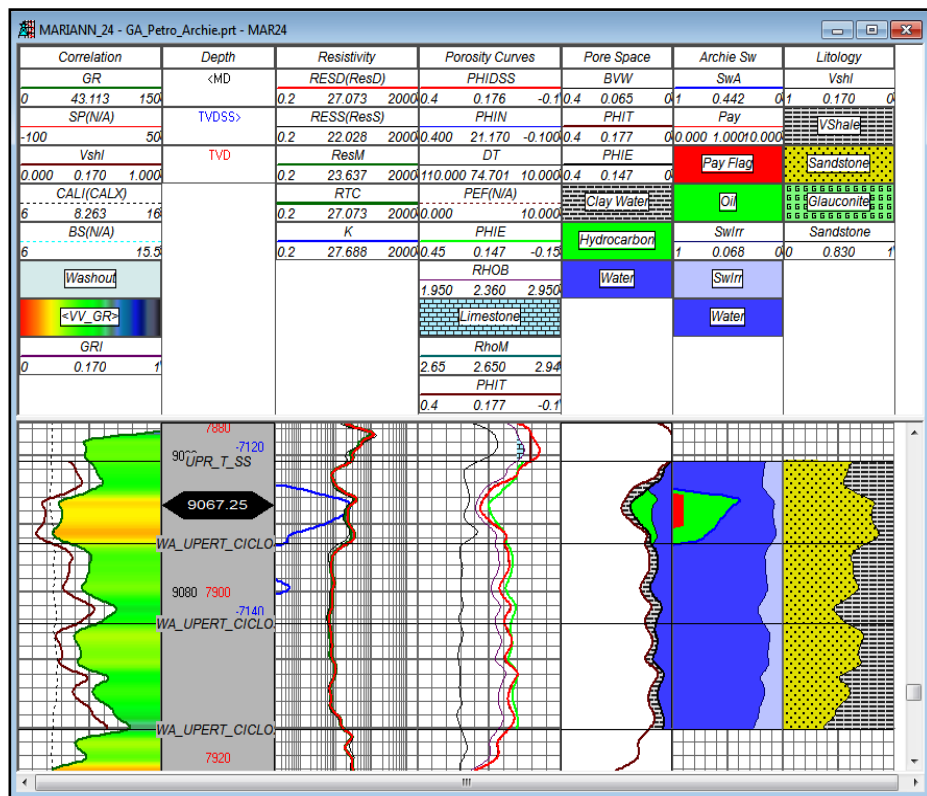


Figura 62. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 24 (VGLauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

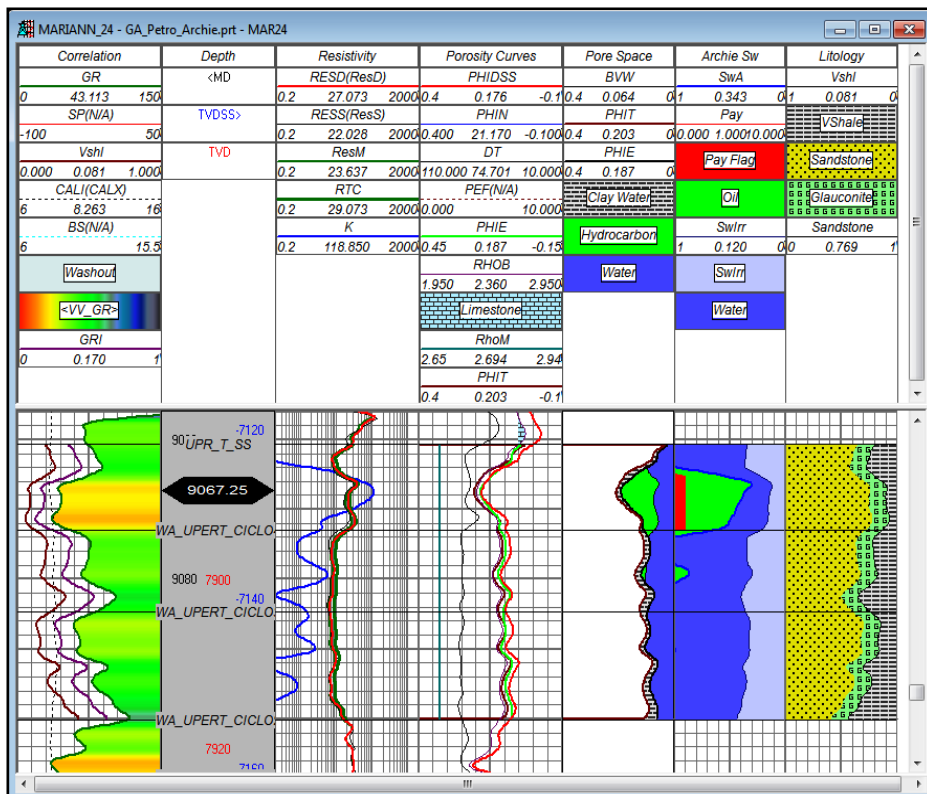


Figura 63. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 24 (VGLauc=15%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

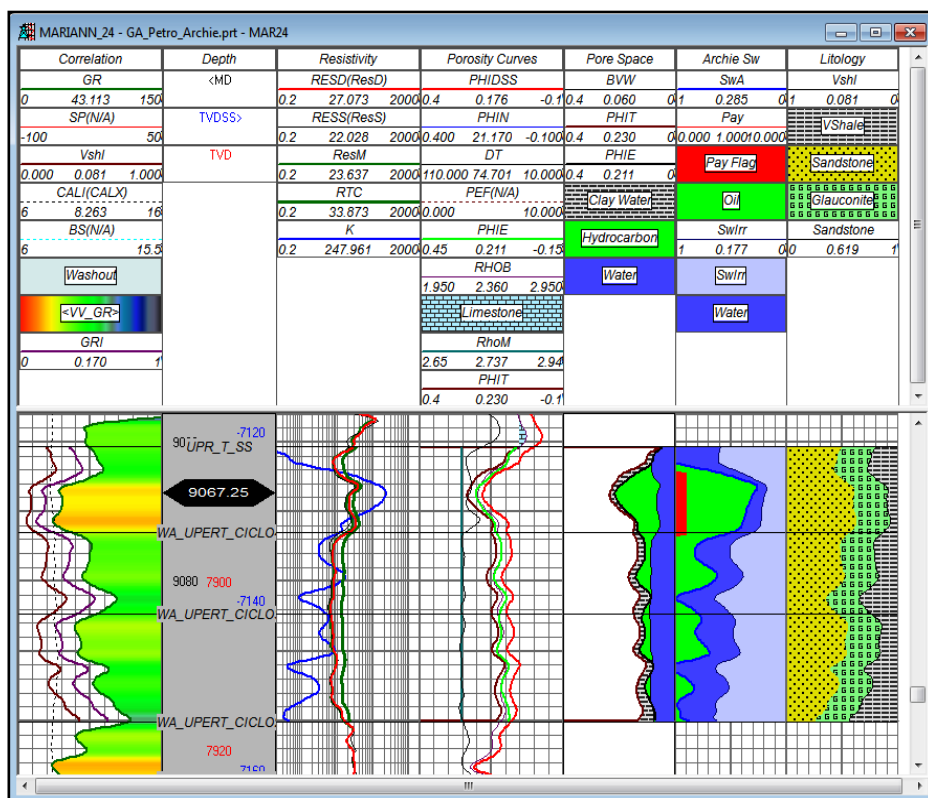


Figura 64. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 24 (VGlauc=30%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

El pozo Mariann 24, constituye el primer pozo recomendado. En él se observa que para los casos en que se aplica el modelo petrofísico con 0, 15 y 30% de glauconita, el intervalo con gran potencial para la generación de hidrocarburos continúa constante. El intervalo propuesto es 9062'-9073', este intervalo es ratificado por los datos observados en el mudlog.

4.5.7 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MAHOGANY 1.

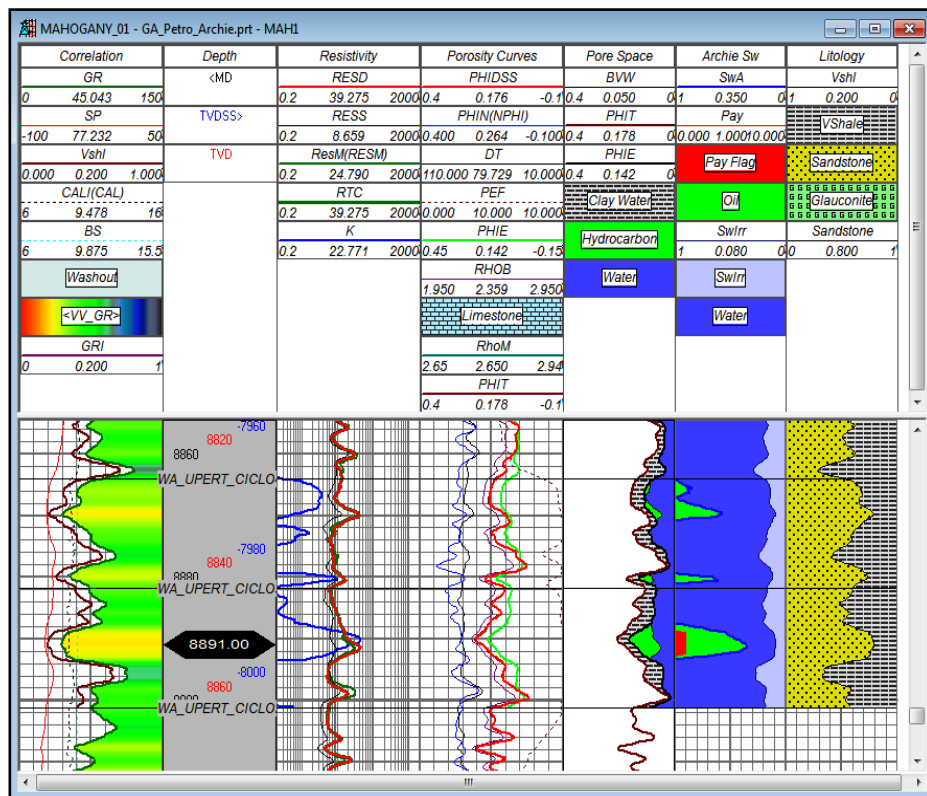


Figura 65. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mahogany 1 (VGlauc=0%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

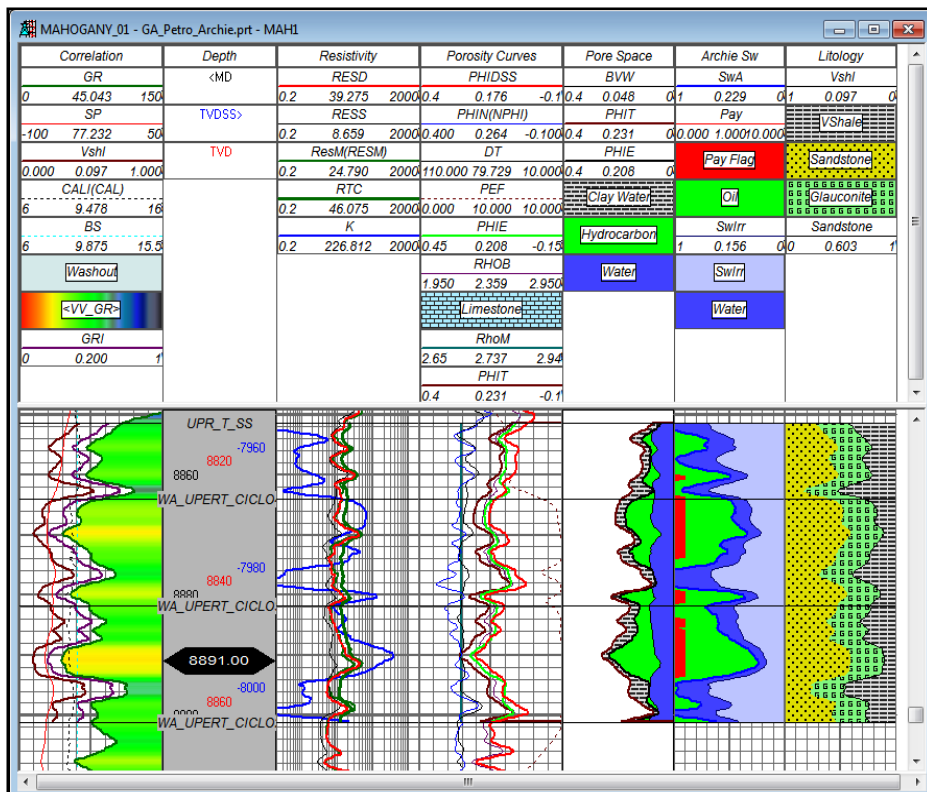


Figura 66. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mahogany 1 (30% VGlauc).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

El pozo Mahogany 1 constituye otro pozo recomendado para trabajos de workover. En el análisis de ripios se pudo constatar la presencia de un volumen superior al 30% de glauconita, además se observó que los granos estaban manchados con petróleo.

La simulación arroja que el espesor neto de pago es de 22.5', sin embargo, el intervalo propuesto es 8858'-8874' y 8879'-8894'.

Este constituye un pozo muy importante ya que está ubicado en el extremo noroeste del bloque. Si el crudo recuperado es el esperado, se podrá inferir que el problema tratado en la presente investigación posiblemente se presente en toda la cuenca Oriente donde el ambiente de depósito haya sido similar al del bloque Tarapoa, lo que indudablemente aumentarán las reservas de petróleo del Ecuador.

4.5.8 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO DORINE 6.

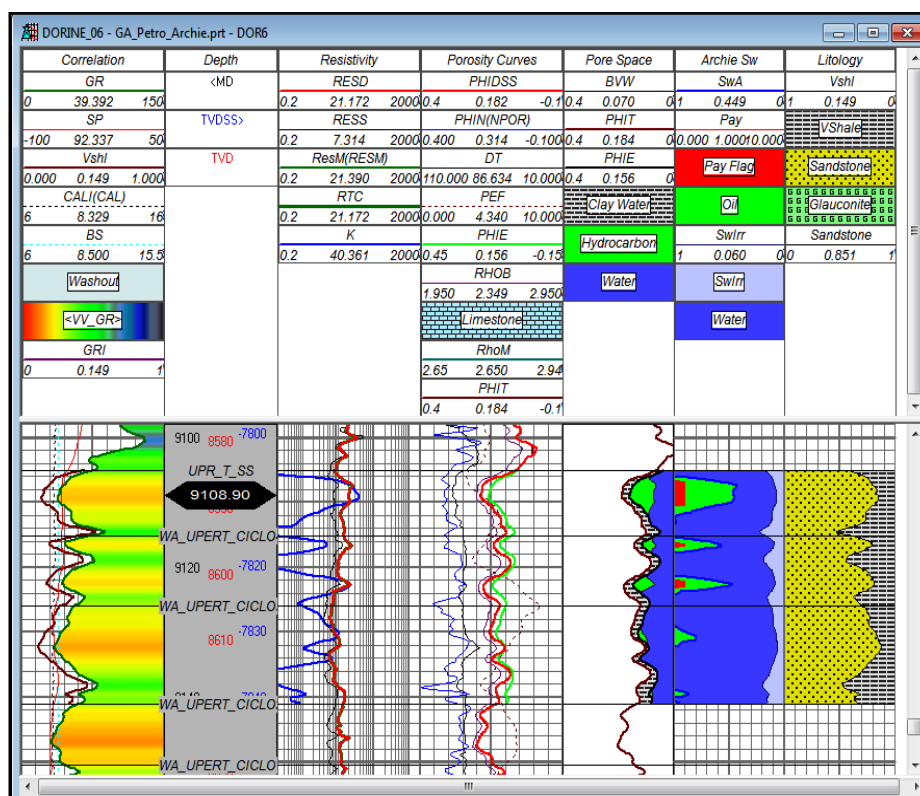


Figura 67. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Dorine 06.

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

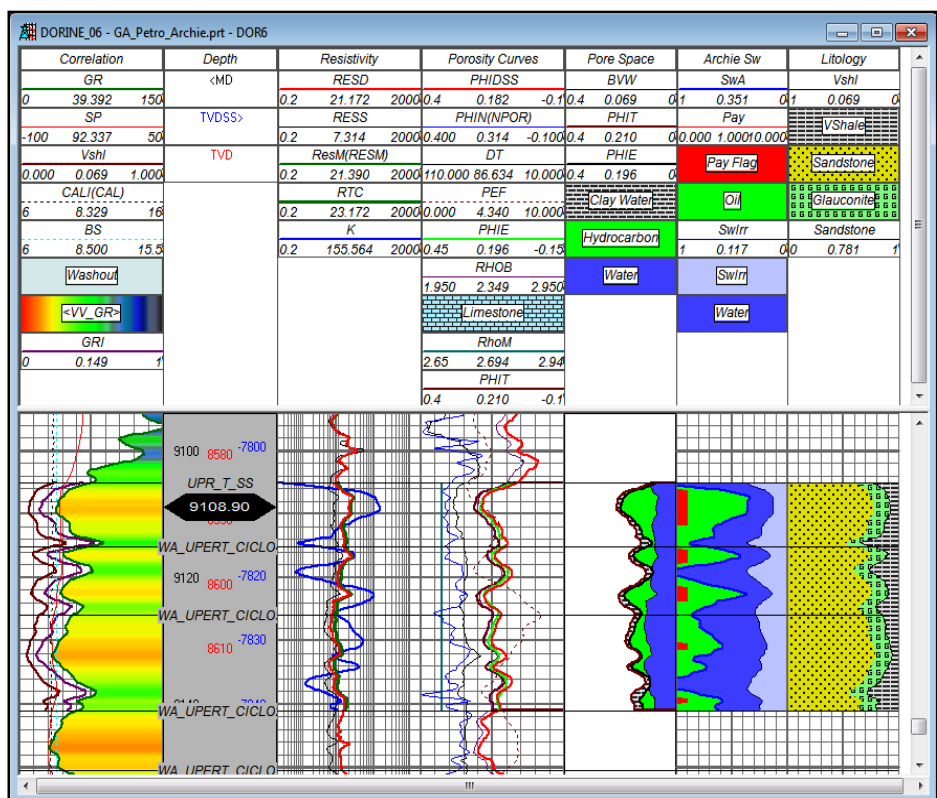


Figura 68. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Dorine 06 (VGlauc=15%).
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

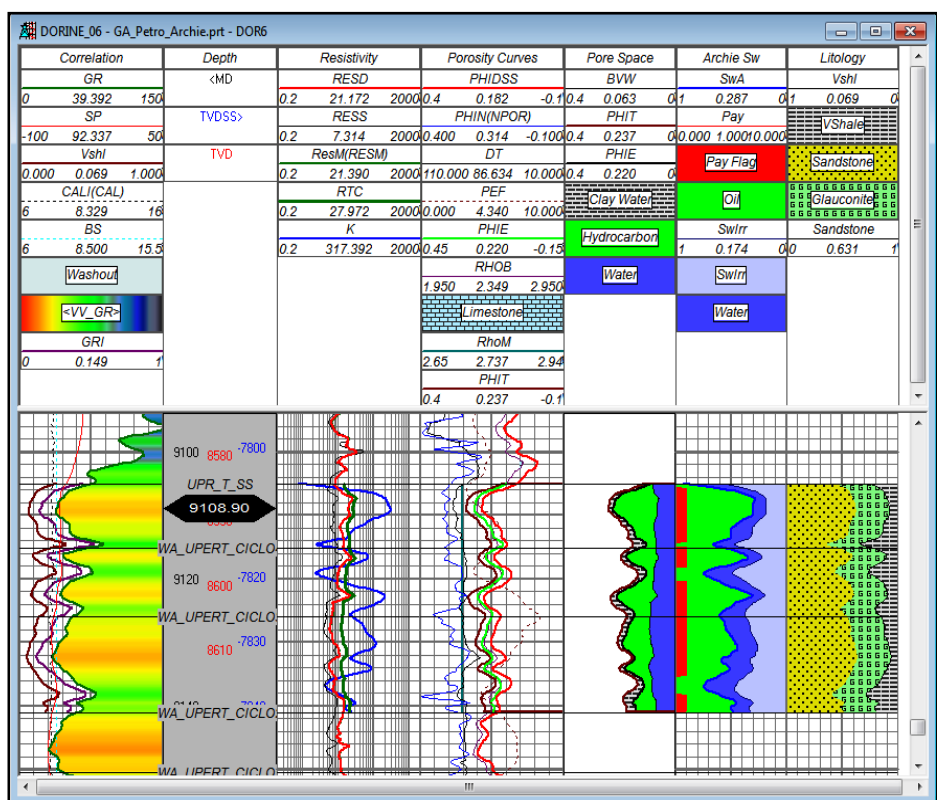


Figura 69. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Dorine 06 (VGlauc=30%).
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

La figura 67, 68 y 69 representa la aplicación del modelo petrofísico para valores de glauconita igual a 0, 15 y 30 % respectivamente. Claramente se observa que el pozo contiene petróleo, pues la petrofísica convencional muestra aproximadamente 5 pies de espesor de pago. La aplicación del modelo tomando en cuenta un 30% de glauconita hace que el espesor de pago sea 29.25', es decir casi la totalidad del reservorio.

Sin embargo, en base a la experiencia adquirida sobre el comportamiento de las curvas de Densidad, PEF, Neutrón y Gamma Ray en presencia de glauconita, se recomienda aplicar un modelo como el de la figura 68, pues, a pesar de que el ripio no ha sido observado, se puede pronosticar un volumen de glauconita de entre 14 y 17%. De ser así el espesor neto de pago será aproximadamente 12 pies.

4.5.9 EVALUACIÓN PETROFÍSICA PARA EL POZO MARIANN 36.

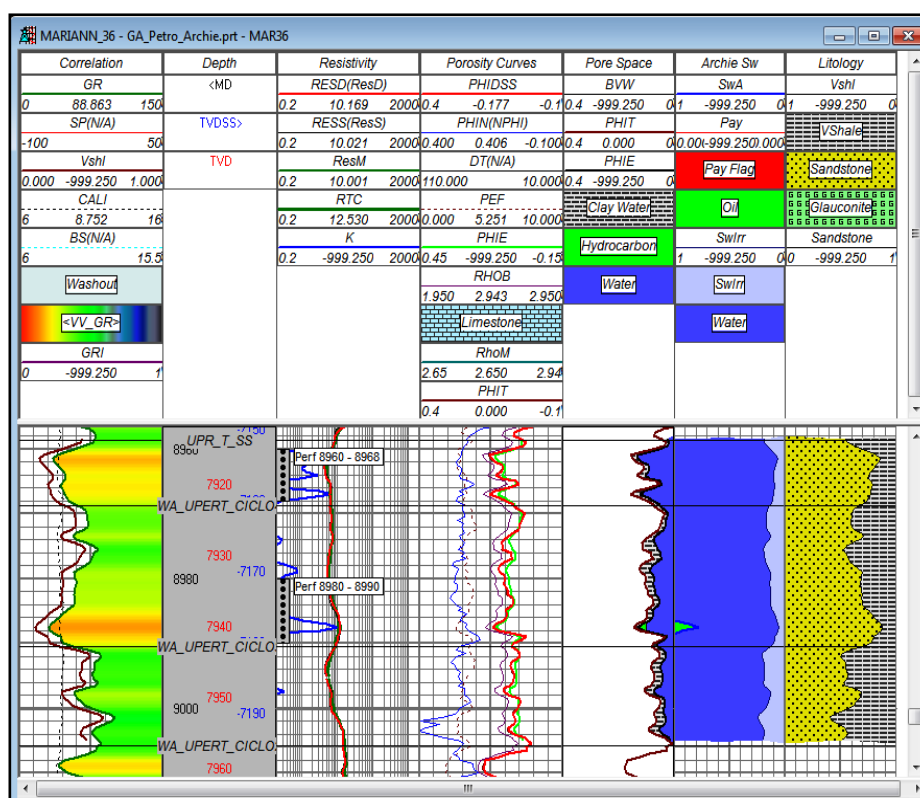


Figura 70. Evaluación Petrofísica convencional para el pozo Mariann 36.

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

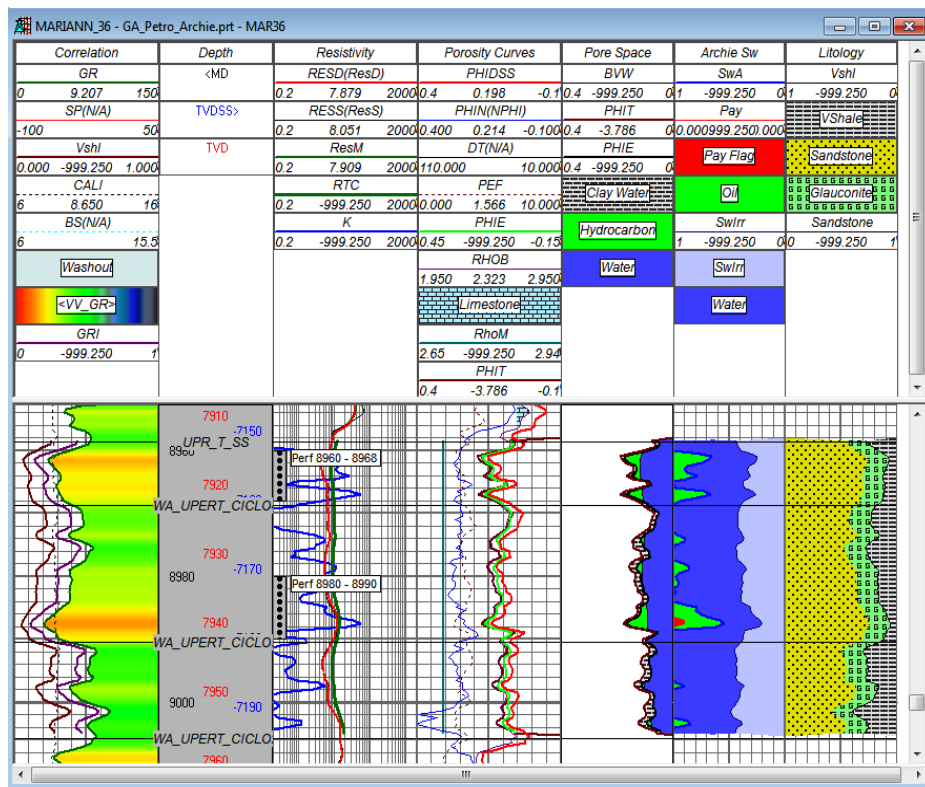


Figura 71. Aplicación del modelo Petrofísico para el pozo Mariann 36 (VGlauc=20%).

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

Se aplicó el modelo petrofísico desarrollado en la presente investigación a este pozo en particular como una forma de comprobar su funcionamiento o no. El resultado fue que tomando en cuenta un volumen del 20 % de glauconita observada en ripios de perforación, el espesor neto de pago resultó ser menos de 1 pie y la mayoría del reservorio está lleno de agua. Esto se correlaciona con las pruebas de producción que, para este pozo fueron las más bajas; las pruebas arrojaron 60 BOPD con un corte de agua superior al 92%.

Esto además de mostrar la poca comprensión que existía sobre el comportamiento de este reservorio, muestra que el modelo petrofísico propuesto está funcionando y que no sobredimensiona la presencia de petróleo.

4.6 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL CUANTITATIVO DE LA ARENISCA “T” SUPERIOR.

Finalmente se procedió a generar y a comparar mapas que reflejen de una manera cuantitativa el potencial de este reservorio para la producción de hidrocarburos. Para esto se generó mapas de porosidad del reservorio y de espesor neto de pago.

Cabe decir que la mayoría de descripciones de ripios se realizaron para los pozos del campo Mariann 4A y solo una pequeña cantidad de ripios de pozos del resto del bloque, motivo por el cual se desarrollaron mapas de simulaciones petrofísicas para valores de glauconita cero (evaluación convencional hasta la fecha), glauconita 15 % y glauconita 30%, esto denotará el potencial en pozos cuyo volumen de glauconita no haya sido cuantificado. Por ende estos ripios de pozos deberán ser estudiados posteriormente a fin de determinar un volumen de glauconita y así tener un dato más real de saturación de hidrocarburos.

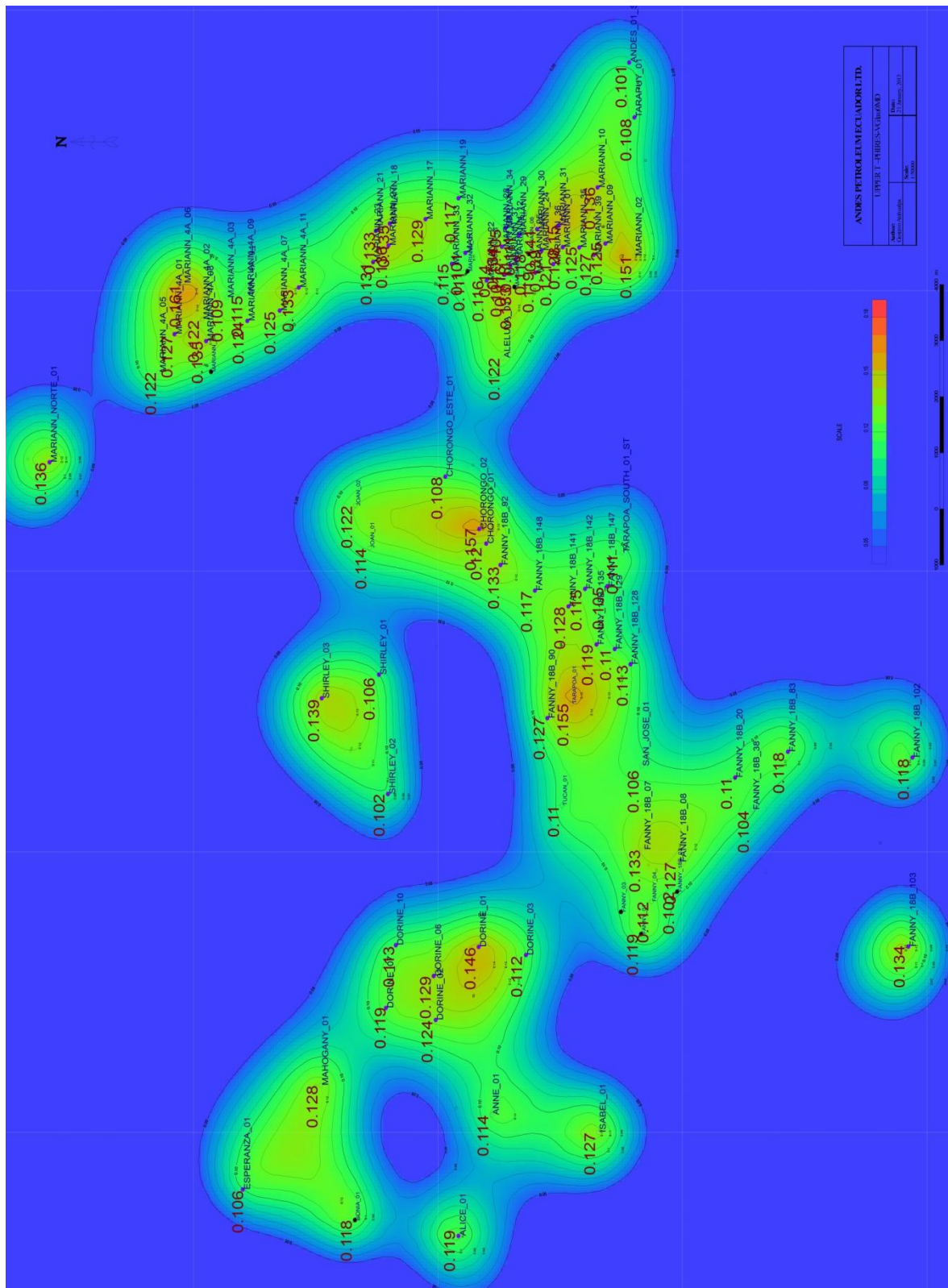
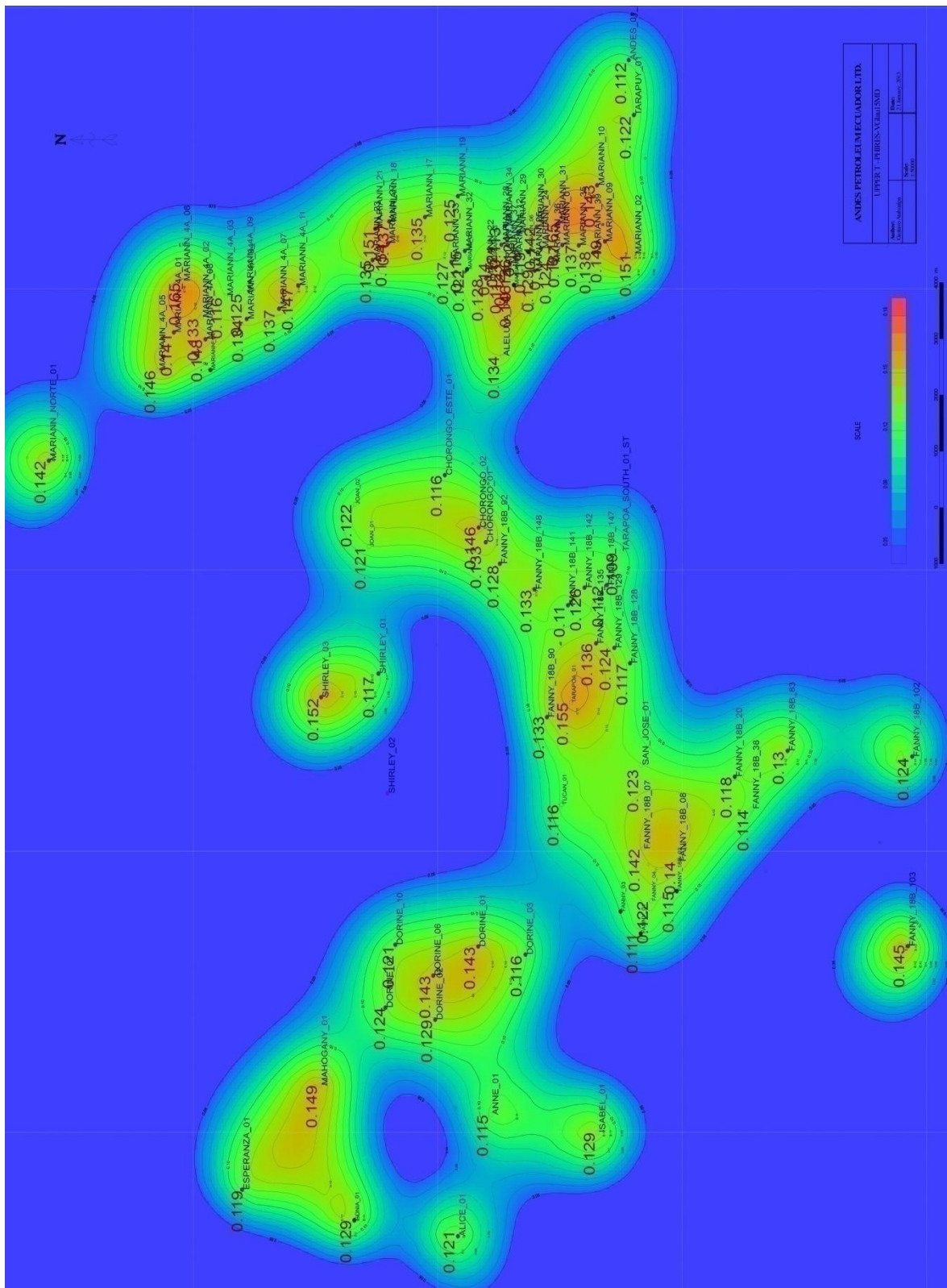
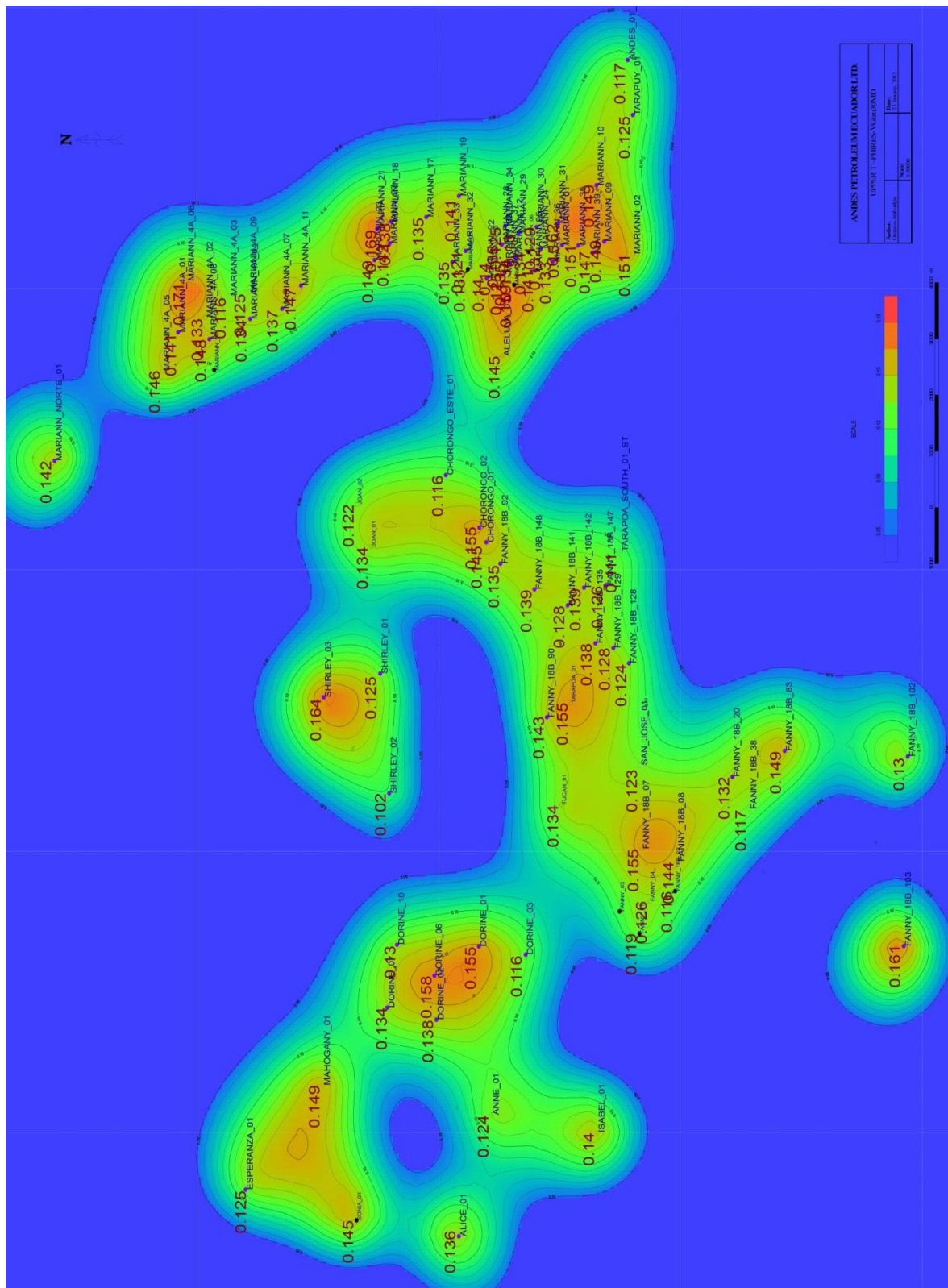


Figura 72. Promedio de porosidad en la zona glauconítica para la arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 0%. (Para la totalidad de pozos)
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)





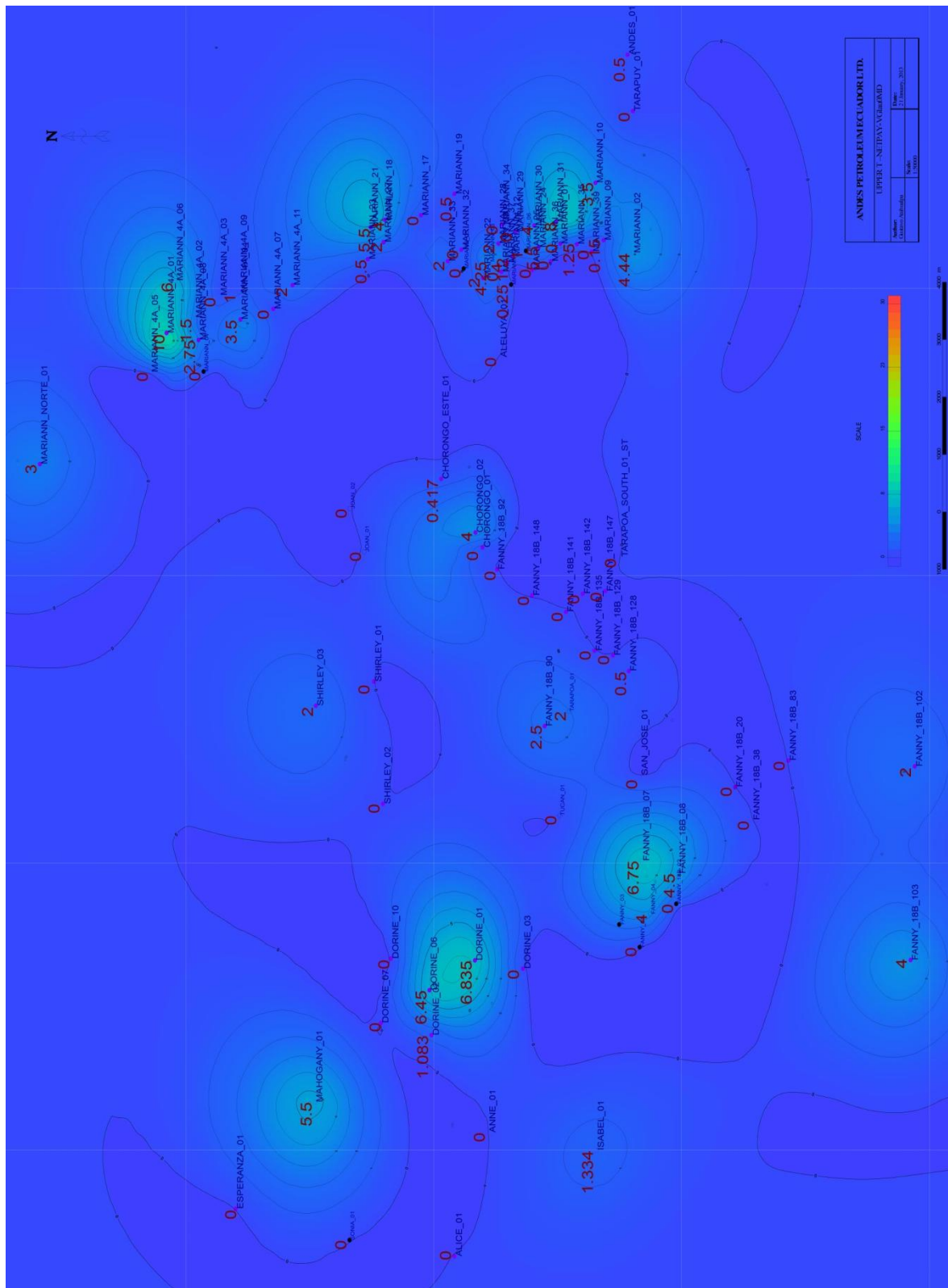


Figura 75. Espesor neto de pago (ft) en la zona glauconítica para la arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoa obtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 0%. (Para la totalidad de pozos)
(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

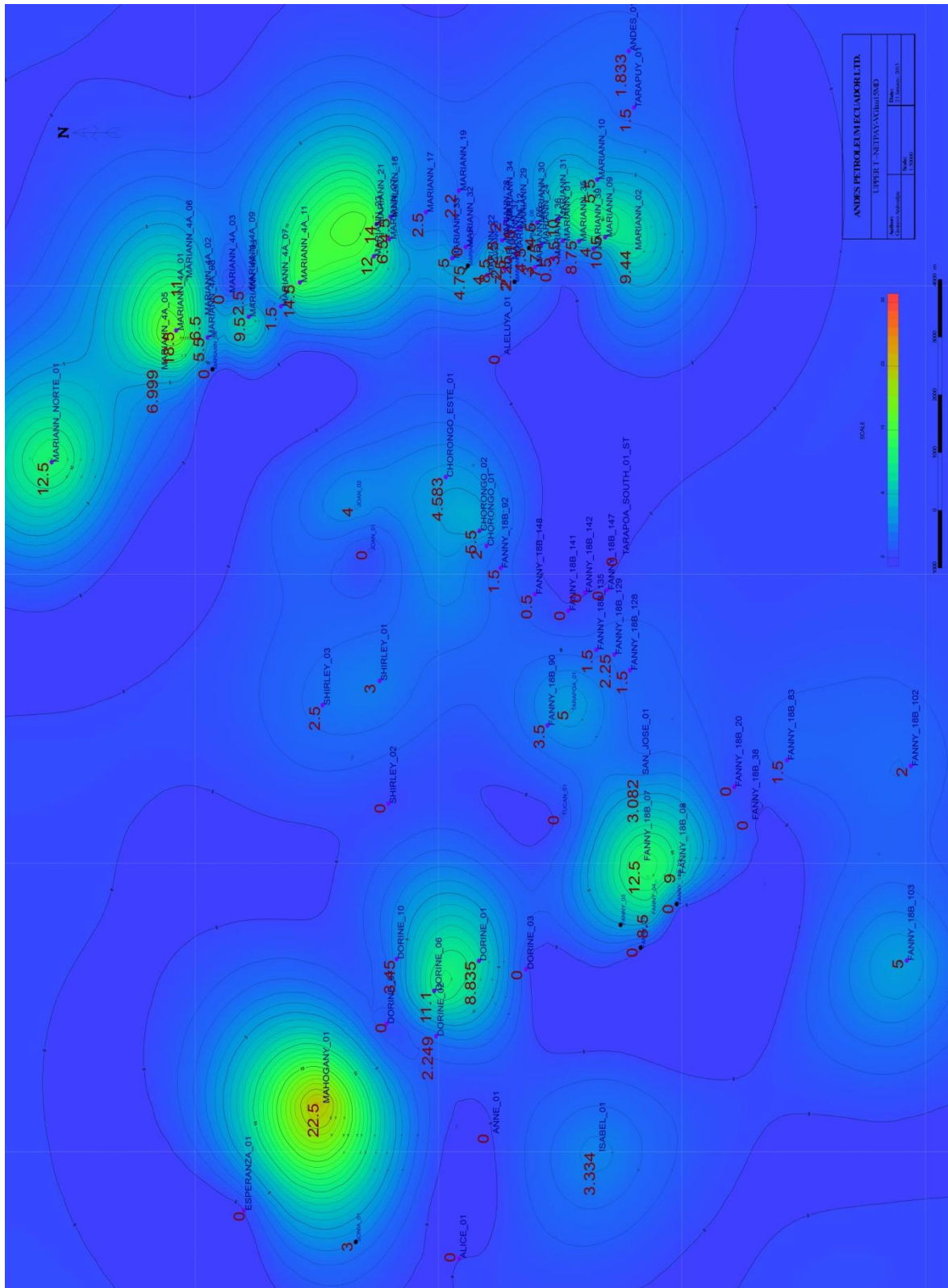


Figura 76. Espesor neto de pago (en pies) en la zona glauconítica para la arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 15%. (Solo para pozos cuyo contenido de glauconita no haya sido identificado en ripios)

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

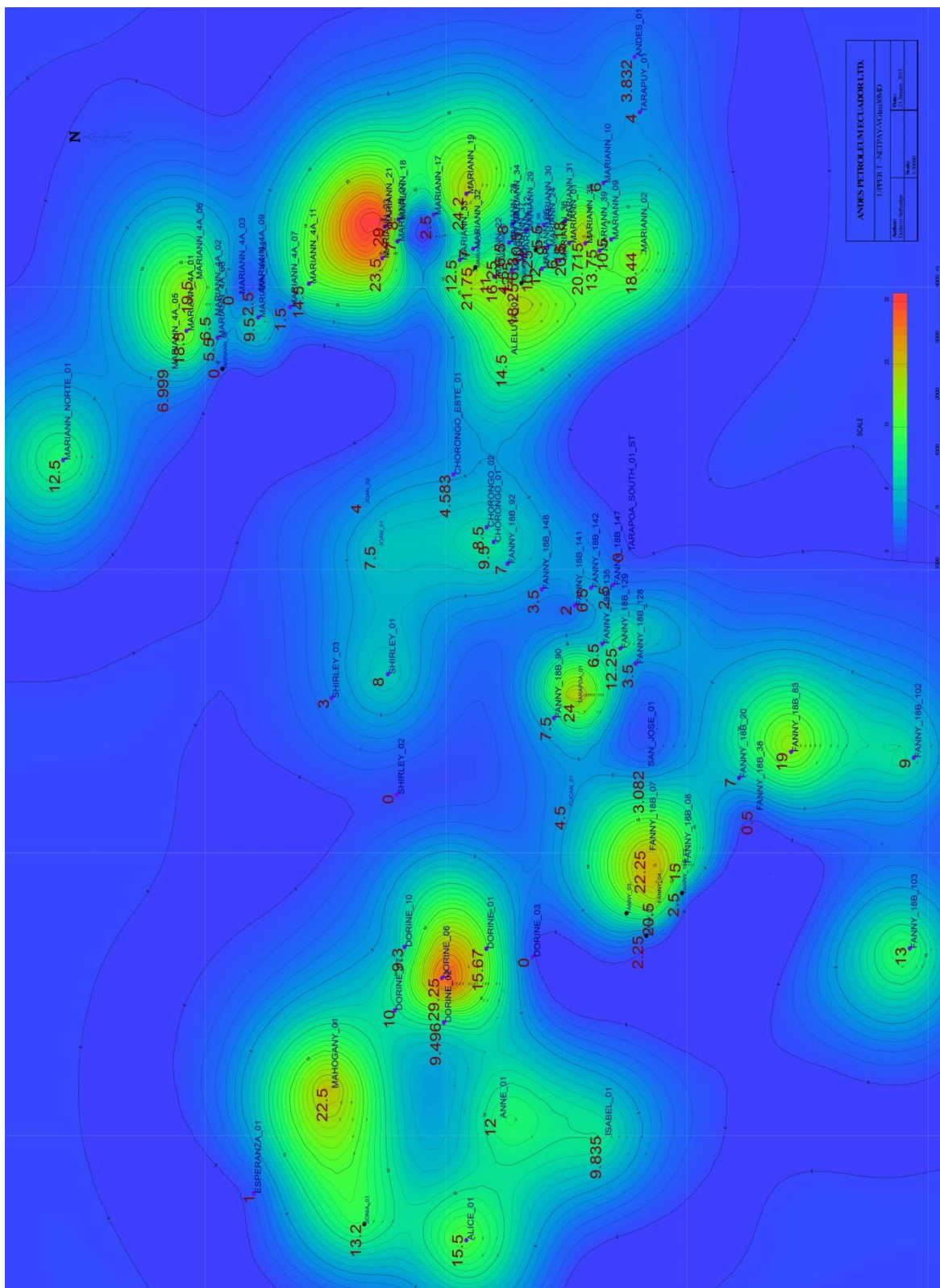


Figura 77. Espesor neto de pago (en pies) en la zona glauconítica para la arenisca “T” Superior en el bloque Tarapoaobtenido con un modelo Petrofísico de glauconita = 30%. (Solo para pozos cuyo contenido de glauconita no haya sido identificado en ripios)

(Desarrollado e interpretado por Gustavo Atahualpa)

Interpretación:

Los mapas de porosidad promedio de la formación muestran un ligero incremento cuando se aplica un modelo con 0, 15, 30% de glauconita, cabe destacar que esto representa el promedio de toda la formación y no solo de las zonas de pago, pues es ahí donde ocurre el incremento, debido a que la presencia de porosidad es magnificada dependiendo de los valores registrados por la herramienta de densidad aparente.

Los mapas de espesor neto de pago sí muestran la variación sufrida por presencia de glauconita cuando se aplica un volumen cero de glauconita ($RhoM=2.65g/cc$), que es lo que generalmente se acostumbra. Se aprecia que la calidad del reservorio no es buena, mostrando que solo los pozos Mariann 4A1, Fanny 18B 07, Dorine 06, Dorine 01 y Mariann 31 tienen potencial (menos de 10ft de pago) y esta es la razón por la que en años pasados no se perforaba este reservorio.

Cuando se aplica la presencia de 15% glauconita se ve una gran variación con respecto al espesor con hidrocarburo económicamente rentable. Los pozos Mahogany 01, Dorine 06, Dorine 01, Mariann norte 01, Mariann 4A1, Mariann 4A11, Mariann 23, Mariann 09, Fanny 18B07, todos sobrepasan los 10 pies de pago, un caso especial es Mahogany 01 que registra 22.5 pies de pago, lo cual es muy importante pues está al extremo del bloque, lo que hace pensar que los bloques aledaños pueden estar sufriendo el mismo fenómeno en este reservorio. Este mapa reproduce una respuesta esperada que aparentemente es realista y no sobrestima la presencia de hidrocarburo (como ejemplo se cita el pozo Chorongó Este 1 y Mariann 36) y que supondría un mapa de pago “realista”.

El mapa donde se propone una presencia de 30% de glauconita muestra que, de comportarse los pozos de manera similar al pozo Mariann 9, el bloque tiene un gran potencial para la producción de hidrocarburos livianos y que no está confinado a un solo campo. En este mapa se identifica 29.25' de pago para el pozo Dorine 06, 29 pies de pago para el pozo Mariann 21, 24.2' para el pozo Mariann 19, 24 pies para el pozo Tarapoa 01, 19' para el pozo Fanny 18B 83, 18.44' para el pozo Mariann 2, 20.72' para el pozo Mariann 35, 20.5' para el pozo Mariann 01, 18.25' para el pozo Mariann 7, 21.75' para el pozo Mariann 05, 24.2' para el pozo Mariann 19, 23.5 para el pozo Mariann 23, 19.5' para el pozo Mariann 4A6. Estos son los pozos que tienen una altísima probabilidad de ser económicamente rentables. Sin embargo también se observa que existe una gran cantidad de pozos que tienen por encima de los 10 pies de pago.

Se observa además que existe una zona ubicada al centro oriente del bloque constituida por pozos del campo Fanny que no se ve prospectiva en ninguno de los 3 mapas, lo que es confirmado por los datos de mudlogs.

El pozo Mariann 36 no mostró un volumen interesante de petróleo al aplicar el modelo petrofísico, lo que es confirmado por las pruebas de producción. Esto nos lleva a la conclusión de que el modelo petrofísico propuesto, de ser correctamente aplicado, puede reflejar la real saturación de hidrocarburos. También se puede concluir que la presencia de hidrocarburo no está únicamente ligada a la parte estructural, sino también, a la presencia de zonas porosas (control estratigráfico) capaces de albergar hidrocarburos; esto explica el porqué no se puede identificar una zona de contacto agua/petróleo.

Finalmente, se observa que existe una ligera mayor presencia de petróleo en la zona del centro hacia el norte del bloque, esto hace suponer que el bloque ubicado al norte del bloque Tarapoa cuenta con una similar o mejor presencia de hidrocarburos en este reservorio.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El potencial de la Arenisca “T” Superior, como roca reservorio, es muy alto. Esto está apoyado por los datos de mudlogs y pruebas de producción.
- La cutoff de resistividad para un pozo productor es de 9.5 – 11Ωm.
- Existe una zona con alta concentración de glauconita, en la roca Arenisca “T” Superior, que está afectada por las características físicas, químicas y mecánicas de este mineral.
- La glauconita tiene un efecto similar al de las arcillas pero mucho más marcado debido a su tamaño.
- La litología de este reservorio está constituida por dos fases principalmente que son cuarzo y glauconita y una tercera constituida por carbonatos en menor proporción.
- El registro de Gamma Ray se ve afectado por la radioactividad natural de la glauconita debido a la presencia de Potasio en su composición química.
- El registro de densidad está afectado por la alta densidad de la glauconita, lo que produce reducción de porosidad.
- El registro Neutrón se ve afectado por la alta cantidad de agua en la glauconita.
- La permeabilidad se ve afectada por el alto valor de agua irreducible ligada a la glauconita.
- La Arenisca “T” Superior es un reservorio de alta porosidad y baja permeabilidad.
- La resistividad de la formación se ve afectada debido a la presencia de glauconita y su gran capacidad para conducir la electricidad.
- El modelo de saturación de agua desarrollado por G. Archie, con un ligero ajuste, parece adaptarse al modelo petrofísico que en la presente investigación se ha propuesto.
- El modelo petrofísico desarrollado en la presente investigación refleja la real saturación de hidrocarburos presentes en la formación, de ser aplicado correctamente.
- El reservorio Arenisca “T” Superior posee una gran acumulación de petróleo liviano al Este y Norte del bloque Tarapoa.
- El reservorio Arenisca “T” Superior constituye un reservorio no convencional.

5.2 RECOMENDACIONES

- Que el análisis de ripios deba ser realizado con mucho cuidado a fin de tener un dato correcto para utilizarlo en el modelo petrofísico aquí planteado.
- A la hora de tomar una decisión sobre perforar un reservorio, ayudarse con los datos mostrados en mudlogs.
- Tomar una mayor cantidad de núcleos en el bloque Tarapoa con el fin de realizar mediciones de los valores a, m, n utilizados en la ecuación de saturación de agua de Archie y así determinar el valor preciso de conductividad que la glauconita está aportando a la formación.
- Desarrollar un programa especial de toma de núcleo para determinar el valor real de agua irreducible y la saturación real de petróleo.
- Realizar estudios en el resto de bloques en la Cuenca Oriente para determinar si tienen el mismo problema presentado en el bloque Tarapoa.
- La perforación, en el intervalo de la Arenisca “T” Superior, de los siguientes pozos:

POZOS PROPUESTOS PARA PERFORAR EN EL INTERVALO "T" SUPERIOR				
	POZO	PAGO (Vglau. 15%) (Pies)	PAGO (Vglau. 30%) (Pies)	PAGO, Promedio (15%-30%) (Pies)
1	MAHOGANY_01	22,50	22,50	22,50
2	MARIANN_21	14,00	29,00	21,50
3	DORINE_06	11,10	29,25	20,18
4	MARIANN_4A_01	18,50	18,50	18,50
5	MARIANN_23	12,00	23,50	17,75
6	FANNY_18B_07	12,50	22,25	17,38
7	MARIANN_4A_06	11,00	19,50	15,25
8	MARIANN_35	8,75	20,72	14,74
9	TARAPOA_01	5,00	24,00	14,50
10	FANNY_04	8,50	20,50	14,50
11	MARIANN_4A_11	14,50	14,50	14,50
12	MARIANN_31	10,00	18,18	14,09
13	MARIANN_02	9,44	18,44	13,94
14	MARIANN_19	2,20	24,20	13,20
15	MARIANN_NORTE_01	12,50	12,50	12,50
16	MARIANN_03	8,50	16,25	12,38
17	DORINE_01	8,84	15,67	12,26
18	MARIANN_01	3,50	20,80	12,15
19	FANNY_18B_08	9,00	15,00	12,00
20	MARIANN_09	10,50	10,50	10,50
21	FANNY_18B_83	1,50	19,00	10,25
22	MARIANN_37	7,50	12,50	10,00
23	MARIANN_4A_04	9,50	9,50	9,50
24	FANNY_18B_103	5,00	13,00	9,00
25	MARIANN_39	4,00	13,75	8,88
26	MARIANN_33	5,00	12,50	8,75
27	MARIANN_24	7,75	9,00	8,38

CAPÍTULO VI

BIBLIOGRAFÍA

1. Chou, J. (1991, Junio). Ocurrence and sedimentation of the Eocene to Miocene glauconite sandstone in Northwestern Taiwan. Chinese. Chinese petroleum institute.
2. Ellis,D., Singer, J. 2008. Well Loggin for earth scientists (2^{da} Ed.). Dordrecht: Springer Science.
3. Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy(2^{da} Ed.). United Kingdom: Garsington Road.
4. Rider, M. (2002). The geological Interpretation of Well Logs. 2^{da} E). Sutherland: Interprint Ltd.
5. Salazar, F., Sánchez, H., (1989), Evaluación de las arcillas en la formación Napo, Areniscas “U” y “T” en la Cuenca Oriente, Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Geólogo, Quito-Ecuador.
6. Thomas, W., Ringen, J. (2003, septiembre). Effect of glauconite on petrophysical properties as revealed by core analysis. Estudio presentado en el Symposium de la sociedad de analistas de cores, Pau, Francia.
7. Thompson,G., Hower, J. (1975, Febrero). Mineralogía de la glauconite. Ohio, USA. Department of geology, University of Montana.
8. Velde, B., Odin, G. (1975, Mayo). Más información relacionada al origen de la glauconita. Paris, Francia. Universidad de París.

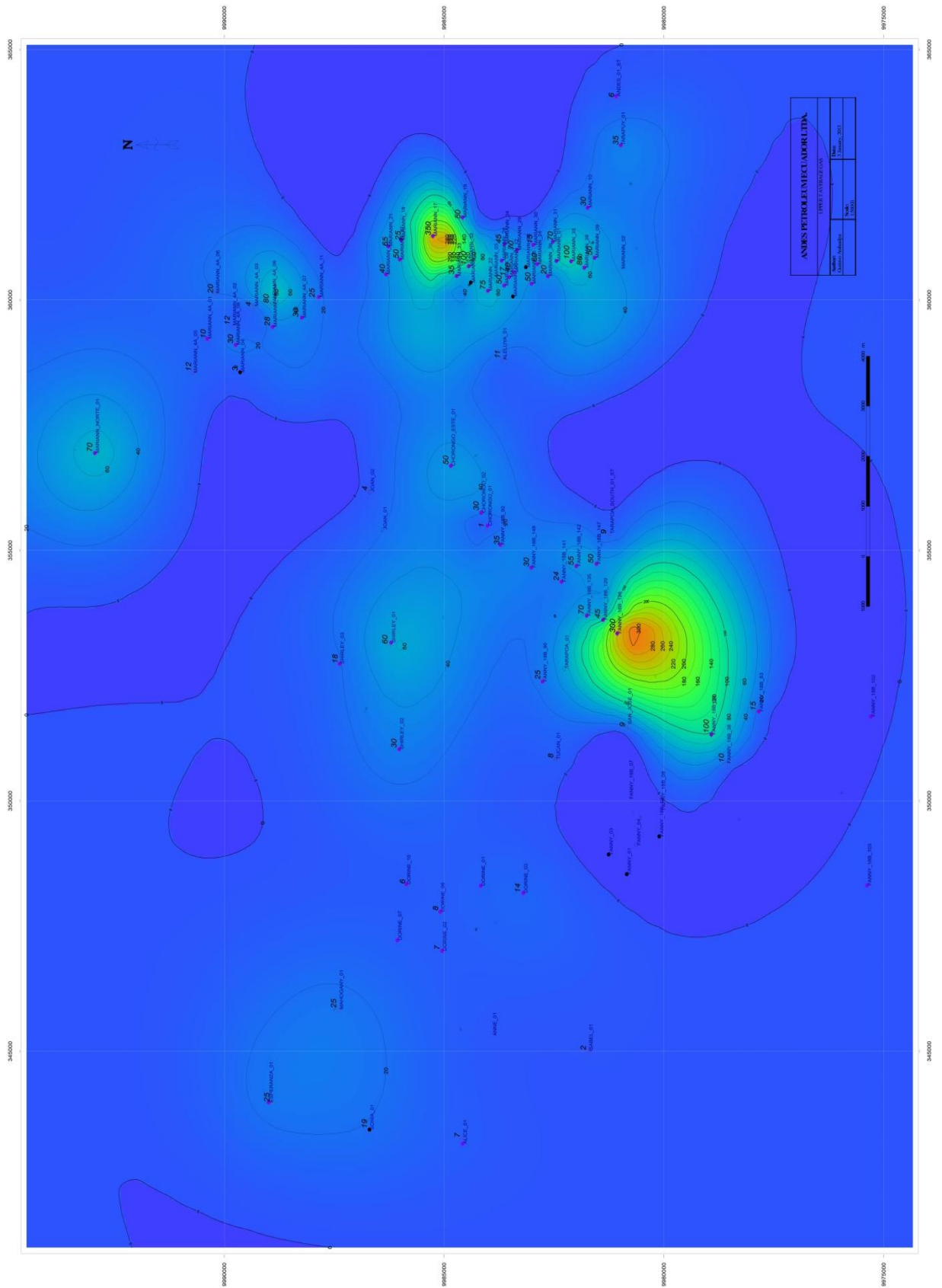
WEBGRAFÍA CITADA

1. Cía. Andes Petroleum Ecuador Ltd. Disponible en <http://www.andespetro.com/html/index.htm> Acceso el 23 de Noviembre del 2012.
2. Cía. Andes Petroleum Ecuador Ltd. Disponible en http://www.andespetro.com/es/html/Corporativa_3_17.htm Acceso el 23 de Noviembre del 2012.

CAPÍTULO VII

ANEXOS

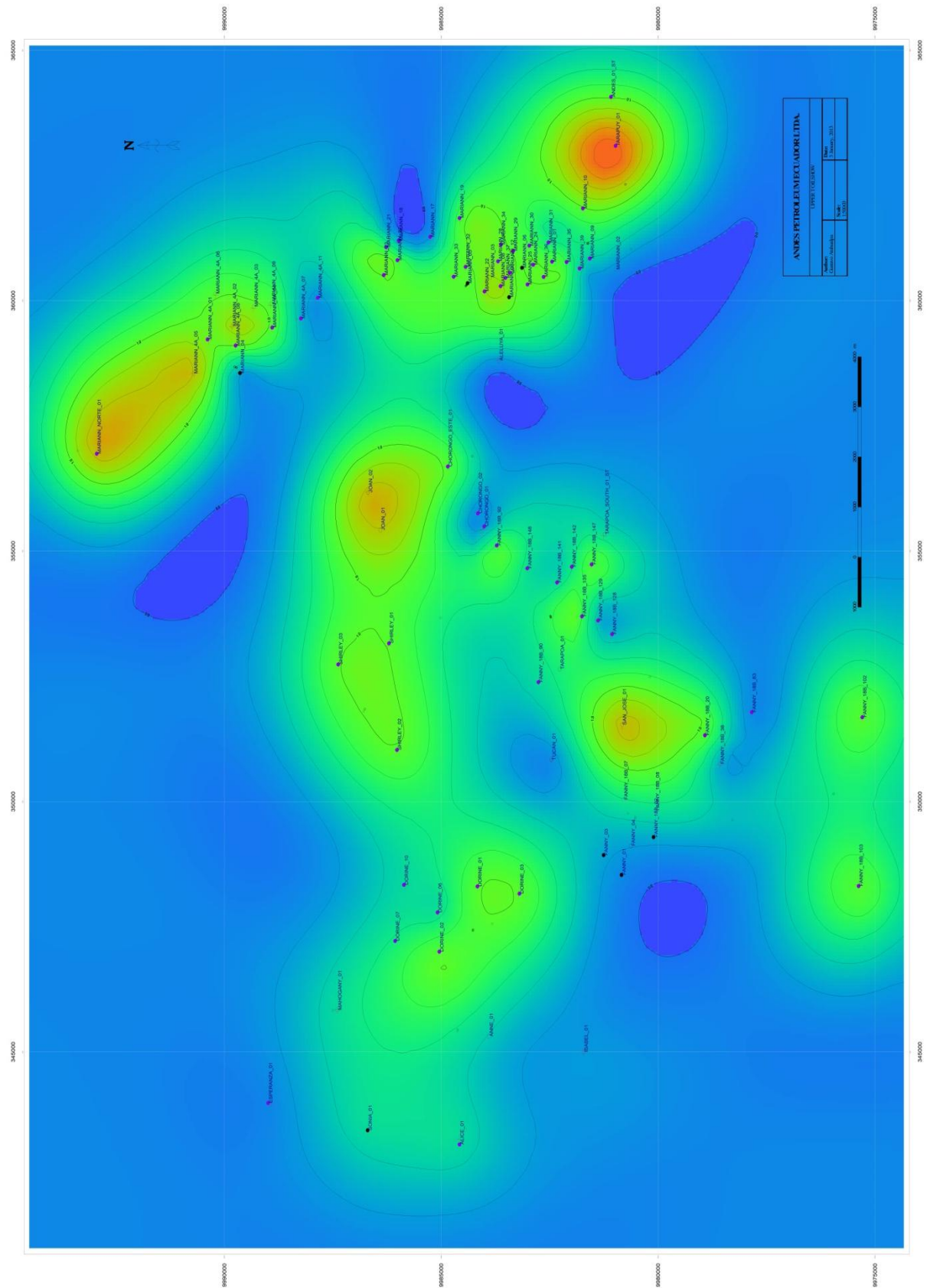
ANEXO A -1



Anexo A-1. Mapa de promedio de gas en el aire.

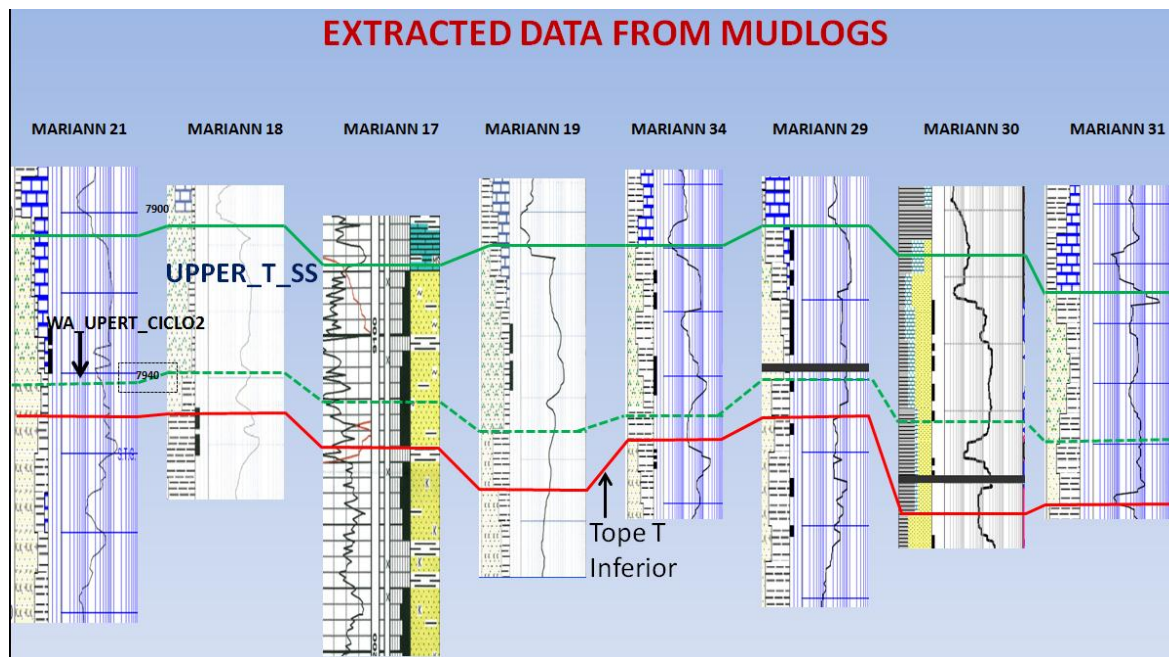
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software GeoAtlas)

ANEXO A-2



ANEXO A-2. Mapa de muestras de petróleo.
(Realizado e interpretado por Gustavo Atahualpa con ayuda del software GeoAtlas)

ANEXO A-3



ANEXO A-3. Correlación de Mudlogs.

Donde se aprecia que WA_UPERT_CICLO2 representa el inicio de una zona glauconítica.

ANEXO A-4

SAN JOSÉ 1 - CORE DATA									
SAMPLE	DEPTH	NET OVERB 800 PSI		NET OVERB 3400 PSI		POROSITY	FLUID SATURATION		GRAIN
NUMBER		KL	POROSITY	KL	POROSITY	FLUID SUM.	OIL	WATER	DENSITY
	(Feet)	md	%	md	%	0 psi (%)	%	%	gr/cc
1	10381.6	0.001	0.5	0.001	0.4	1.9	2.8	71.0	2.71
2	10383.3	0.001	1.3	0.001	1.0	4.3	31.0	49.6	2.74
3	10384.5	0.003	5.3	0.001	4.8	4.8	1.1	86.4	2.70
4	10385.7	0.002	1.9	0.001	1.7	0.6	0.0	43.0	2.76
5	10386.8	1.140	14.3	0.507	13.6	16.9	17.1	56.9	2.75
6	10387.6	0.209	12.0	0.036	11.3	15.9	15.4	71.0	2.75
7	10388.8	1.180	17.3	0.597	16.7	19.7	6.1	73.1	2.80
8	10389.7	0.655	15.2	0.289	14.6	15.1	0.4	82.1	3.02
9	10390.6	0.512	14.8	0.214	14.1	17.7	16.2	66.2	2.98
10	10391.3	0.745	15.3	0.321	14.7	16.2	0.3	77.5	2.79
11	10392.6	0.315	15.0	0.123	14.3	16.7	0.3	79.0	2.71
12	10393.4	0.667	15.1	0.262	14.4	14.0	0.3	73.9	2.61
13	10394.8	0.040	8.7	0.004	7.9	11.6	22.4	71.7	2.82
14	10398.9	0.034	9.9	0.006	9.4	12.2	0.0	89.1	2.83
15	10399.5	0.501	10.9	0.014	10.5	12.3	0.0	83.9	2.82
16	10402.2	0.628	14.7	0.226	14.0	17.3	7.2	75.1	2.84
17	10403.4	0.311	14.9	0.138	14.2	15.9	0.0	78.9	2.83
18	10404.7	0.498	15.6	0.341	14.8	21.8	24.8	59.8	2.92
19	10405.5	0.823	14.5	0.537	13.9	11.1	0.0	71.6	2.69
20	10406.6	0.158	13.1	0.047	12.4	15.4	0.0	73.4	2.77
21	10407.4	0.044	10.9	0.012	10.3	13.1	0.0	90.5	2.83
22	10408.6	0.035	10.4	0.013	9.9	13.7	0.0	86.1	2.83
23	10409.6	0.029	10.0	0.012	9.6	5.0	0.0	52.0	2.73
24	10410.3	0.033	9.6	0.017	9.3	11.0	0.0	78.8	2.78
25	10411.6	16.100	16.8	13.700	16.2	19.2	13.6	64.4	2.76
26	10412.6	8.120	14.7	5.850	14.1	19.2	13.2	67.3	2.66
27	10413.4	3.990	15.0	2.200	14.3	19.2	13.7	57.1	2.77
28	10414.7	3.390	15.5	2.740	14.9	12.9	10.0	56.0	2.86
29	10415.5	1.760	15.1	1.140	14.4	18.7	15.1	58.8	2.98
30	10416.5	2.070	14.5	1.260	13.9	18.1	15.2	63.6	2.88
31	10417.4	1.570	14.4	0.743	13.6	17.3	17.1	57.8	2.82
32	10418.9	5.630	16.5	3.360	15.8	19.3	14.6	70.5	2.71
33	10419.3	7.620	18.2	5.930	17.6	16.0	7.3	65.7	2.64
34	10420.7	74.900	18.0	69.600	17.6	20.7	17.9	69.2	2.88
35	10421.2	94.200	17.6	85.900	17.1	18.4	14.4	62.7	2.77
36	10422.5	4.690	14.5	3.090	13.8	9.9	1.0	74.8	2.66
37	10423.5	1.140	9.8	0.506	9.4	8.3	1.2	44.5	2.66
38	10424.2	0.191	12.2	0.026	11.5	9.7	0.0	74.8	2.59
39	10425.5	0.098	9.9	0.013	9.1	10.5	0.0	89.1	3.17
40	10426.5	0.135	5.9	0.004	5.2	5.4	0.0	86.0	2.70
AVERAGE		5.854	12.495	4.995	11.908	13.675	7.493	70.073	2.788

ANEXO A-4.- Datos de núcleo correspondientes al pozo San José 1 – Intervalo arenisca T Superior.

(Fuente: Datos internos compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd.)